

**INGENIERÍA BÁSICA Y DE DETALLE PARA AUTOMATIZAR LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIDÁCTICA DEL LABORATORIO DE
CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE
OCCIDENTE.**

**MAURICIO SANTACRUZ ROJAS
JHON JAIRO AGUDELO MORALES**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2011**

**INGENIERÍA BÁSICA Y DE DETALLE PARA AUTOMATIZAR LA
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIDÁCTICA DEL LABORATORIO DE
CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE
OCCIDENTE.**

**MAURICIO SANTACRUZ ROJAS
JHON JAIRO AGUDELO MORALES**

**Proyecto de grado para optar el título de
Ingeniero Electricista**

**Director
ADOLFO ORTIZ ROSAS
Ingeniero Electricista
Especialización en Automatización Industrial
Profesor Hora Cátedra Departamento de Automática y Electrónica**

**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
DEPARTAMENTO DE ENERGÉTICA Y MECÁNICA
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2011**

Nota de Aceptación:

Aprobado por el Comité de Grado en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Occidente para optar por el título de Ingeniero Eléctrico

DIEGO FERNANDO ALMARIO

Jurado

LUIS EDUARDO ARAGON

Jurado

Santiago de Cali, 14 de Octubre de 2011

CONTENIDO

	pág.
GLOSARIO	14
RESUMEN	15
INTRODUCCIÓN	16
1. ESTADO DEL ARTE EN EL DISEÑO Y FUNCIONABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE POTENCIA	19
1.1 OBJETIVO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN UN SISTEMA DE POTENCIA	20
1.1.1 Definición de una subestación eléctrica	21
1.1.2 Características de operación de las subestaciones eléctricas	21
1.1.3 Arquitectura de una S/E	23
1.2 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	27
1.2.1 Las protecciones	29
1.2.2 Los dispositivos de maniobra	33
1.2.3 Transformador de potencia	34
1.2.4 Transformadores de medida y protección	35
1.2.5 Control y señalización	36
1.2.6 Configuración según su topología	37
1.3 ESTADO DEL ARTE DE LA AUTOMATIZACIÓN DE S/E	39
1.3.1 Estructura de los sistemas de control numéricos	41
1.3.2 Filosofías de automatización actuales	50
 2. FILOSOFÍA Y ARQUITECTURA APLICADA EN LOS TRABAJOS DE GRADO REALIZADOS ANTERIORMENTE PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGIA DE LA U.A.O.	 85
2.1 TRABAJO DE GRADO SOBRE DISEÑO Y CONSTRUCCION DE LA SUBESTACION A ESCALA	85

2.2 TRABAJO DE GRADO SOBRE AUTOMATIZACIÓN DE UNA S/E DIDÁCTICA A ESCALA DEL LABORATORIO DE INGENIERIA	86
2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL DISEÑO ACTUAL	87
2.3.1 Protecciones actuales	89
2.3.2 Los dispositivos de maniobra	90
2.3.3 Transformadores de potencia	91
2.3.4 Transformadores de medida y protección	91
2.3.5 Control y señalización	91
2.3.6 Configuración de la subestación	91
2.4 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL ACTUAL	92
2.4.1 Requerimientos generales del diseño eléctrico	92
2.4.2 Descripción del diseño de control	93
2.4.3 Arquitectura del sistema de control	93
2.5 NIVELES DE CONTROL ACTUAL	94
2.6 OBJETO DE LA PROPUESTA DE DISEÑO INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLE PARA AUTOMATIZAR BAJO NORMAS VIGENTES LA S/E DIDÁCTICA DEL LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE	96
2.6.1 Verificación de planos eléctricos y estructuras mecánicas de S/E (comparación con normas actuales)	97
2.6.2 Comparación del diseño de la s/e con respecto a las normas que rigen el control, las protecciones y la medición	98
2.7 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUPLIR REQUERIMIENTOS ENCONTRADOS DURANTE EL ESTUDIO DE LA S/E (OPERACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACION)	100
2.7.1 Diseño de la subestación eléctrica según requerimientos	101
2.7.2 Especificación preliminar de los equipos requeridos	102
3 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO	103
3.1 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS	103
3.1.1 Selección de la tecnología requerida (normalizada)	103

3.1.2 Selección de la tecnología propuesta (didáctica escalable)	105
3.2 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	106
3.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA S/E CON REFORMAS	107
3.3.1 Secuencia de maniobra de la S/E	109
3.4 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS NECESARIOS Y CONEXIONADO DE PROPUESTA NORMALIZADA PARA LA S/E	110
3.4.1 Protecciones definidas	110
3.4.2 Descripción de las señales y eventos por fallas según la zona de protección de la S/E	111
3.4.3 Diagramas eléctricos de los instrumentos de medida	112
3.5 DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS NECESARIOS Y CONEXIONADO DE PROPUESTA DIDÁCTICA ESCALABLE PARA LA S/E	118
3.5.1 Simocode PRO V–DP (Centro de Control de Accionamiento)	118
3.5.2 Diagramas de borneras para niveles de fuerza y control	120
3.5.3 Diagramas eléctricos de los centros de control de accionamiento operarían como interruptores y relés de protección de potencia en la subestación didáctica	121
3.6 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN	126
3.7 DIAGRAMAS DE PROGRAMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	127
3.7.1 Diagrama de la secuencia lógica para la maniobra de la S/E	127
3.7.2 Secuencia lógica de la Subestación Eléctrica	128
3.7.3 Diagramas de bloques	131
3.8 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL	136
3.8.1 Condiciones para realizar el mando de una Bahía de la S/E	137
3.9 CONFIGURACIÓN DEL IHM	142
3.10 REDISEÑO DE LA ESTRUCTURA MECÁNICA DE LA S/E	144
3.10.1 Descripción de la ubicación de los equipos en la estructura mecánica(para propuesta 1 y propuesta 2)	144
3.10.2 Tabla de precios para cada Propuesta	150

4.	CONCLUSIONES	153
5.	RECOMENDACIONES	156
6.	BIBLIOGRAFIA	157
	LISTA DE ANEXOS	13

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Estructura Jerárquica de un Sistema de Control SAS	27
Cuadro 2. Comandos de la Estación de Protección y Control	60
Cuadro 3. Variable Tipo DWORD	63
Cuadro 4. Estructura del Bloque Authorit Command	66
Cuadro 5. Funcionamiento de las Entradas en el Bloque lógico AND _OR	73
Cuadro 6. Funcionamiento de las Entradas en el Bloque lógico AND _OR	74
Cuadro 7. Bloques Avanzados en CFC	76
Cuadro 8. Entradas del Bloque STATE	77
Cuadro 9. Salidas del Bloque STATE	78
Cuadro 10. Comparación Según Las Normas Actuales	99
Cuadro 11. Equipos de protección necesarios para la S/E	111
Cuadro 12. Eventos y Señales Generadas por Fallas en la S/E	112
Cuadro 13. Equipos Simocode necesarios	119
Cuadro 14. Simbolos de la Secuencia Logica de la S/E	130
Cuadro 15. Símbolos para realizar el control de una bahía de la S/E	138
Cuadro 16. Medidas de protecciones Siprotec	146
Cuadro 17. Listado de precios de equipos principales de la propuesta 1	151
Cuadro 18. Listado de precios de equipos principales de la propuesta 2	152

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Características de las subestaciones eléctricas	22
Figura 2. Nivel jerárquico de una S/E	26
Figura 3. Transformador de corriente	28
Figura 4. Transformador de potencial	28
Figura 5. Esquema básico de una cadena de protección eléctrica	30
Figura 6. Ejemplo de Conexión de las protecciones al controlador	32
Figura 7. Cámara de corte de un interruptor automático BT con contactos	33
Figura 8. Diagrama de un transformador eléctrico de tensión	34
Figura 9. Transformadores de tensión o TP's (voltaje o potencial). IEC	36
Figura 10. Transformadores de corriente o TC's (intensidad). IEC	36
Figura 11. Configuración de la S/E, tipo barraje principal con transferencia	38
Figura 12. Estructura Jerárquica de un Sistema de Control para una Subestación	42
Figura 13. Arquitectura de un Sistema de Control Numérico	43
Figura 14. Niveles de operación en un sistema de control coordinado	49
Figura 15. Comunicación entre Bahías, según la IEC61850	49
Figura 16. Acceso a la Estructura de los Datos Usando Punteros	62
Figura 17. Bloque Authorit, bloque por defecto y bloque completo	65
Figura 18. Estructura de las entradas del bloque Authorit	66
Figura 19. Estructura de las salidas del bloque Authorit	67
Figura 20. Bloqué CRCOM por defecto, y bloque completo	67
Figura 21. Bloque PC por defecto y bloque completo	68
Figura 22. Estructura de las entradas del bloque PC	68

Figura 23. Estructura de las salidas del bloque PC	69
Figura 24. Bloque CC por defecto y bloque completo	69
Figura 25. Estructura para la entrada de datos del bloque CC.	70
Figura 26. Estructura para la Salida de los datos del bloque CC.	70
Figura 27. Bloque CRI por defecto y bloque completo	71
Figura 28. Bloque AND_I por defecto y bloque completo	72
Figura 29. Bloque OR_I por defecto y bloque completo	72
Figura 30. Bloque DELAY_I por defecto y bloque completo	74
Figura 31. Bloque Puls por defecto y bloque completo	75
Figura 32. Bloque INDIC, permisivos	75
Figura 33. Bloque State por defecto y bloque completo	77
Figura 34. Bloque TRANS por defecto y bloque completo	78
Figura 35. Comunicación entre DEI's	79
Figura 36. Flujo de comunicación entre niveles.	80
Figura 37. Configuración antes de realizar la automatización	88
Figura 38. Imagen de la S/E actualmente	89
Figura 39. Diagrama de arquitectura del sistema de control de la S/E actual	95
Figura 40. Esquema de barra principal y transferencia	108
Figura 41. Diagrama de conexionado eléctrico en la Zona 1 de los TC's	114
Figura 42. Diagrama de conexionado eléctrico en la Zona 2 de los TC's	115
Figura 43. Diagrama de conexionado eléctrico en la Zona 3 de los TC's	116
Figura 44. Diagrama eléctrico general de conexionado de en una bahía	117
Figura 45. Diagrama eléctrico de acople entre nivel de fuerza y control	120
Figura 46. Diagrama eléctrico genérico del acople entre Simocode	121

Figura 47. Plano eléctrico de conexionado de equipos para propuesta 2	122
Figura 48. Conexionado de Protección Simocode a bornera 4	123
Figura 49. Conexionado de Protección Simocode a bornera 3	124
Figura 50. Esquema funcional del circuito, Mando automático Interruptor	125
Figura 51. Diagrama Según la Norma IEC	126
Figura 52. Diagrama Didáctico Escalable hacia lo inteligente	127
Figura 53. Diagrama de flujo para realizar la maniobra con Permisivos	129
Figura 54. Bloque Alimentador Trafo	132
Figura 55. Bloque Alimentador Barra Principal	132
Figura 56. Bloque Alimentador Barra de Transferencia	133
Figura 57. Bloque Alimentador 1 de la Carga	133
Figura 58. Bloque Alimentador 2 de la Carga	134
Figura 59. Bloque Alimentador 3 de la Carga	134
Figura 60. Bloque Alimentador 4 de la Carga	135
Figura 61. Bloque Alimentador 5 de la Carga	135
Figura 62. Bloque Alimentador 6 de la Carga	136
Figura 63. Configuración del Sistema de Control	137
Figura 64. Configuración de la Red Profibus para el sistema de control	137
Figura 65. Configuración de la tabla de símbolos	138
Figura 66. Secuencia lógica para operar una bahía de la S/E	139
Figura 67. Configuración del programa para el controlador CFC	140
Figura 68. Secuencia de control completa para maniobrar todas las bahías de S/E	141

Figura 69. Imagen del IHM de maniobra de la S/E del Laboratorio	142
Figura 70. Distribucion de protecciones en cajón metálico	145
Figura 71. Medidas del cajón de protecciones con respecto a los Siprotec	145
Figura 72. Fotografía de distribución de la S/E y ubicación Propuesta 1	147
Figura 73. Fotografía de distribución de la S/E y ubicación propuesta 2	148
Figura 74. Fotografía ampliada de ubicación de Simocodes (I1 E I2)	149
Figura 75. Fotografía ampliada de ubicación de Simocodes (I3 E I4)	149
Figura 76. Ubicación de paneles de Simocodes y Protección Diferencial	150

LISTA DE ANEXOS

pág.

Anexo A. Artículo sobre el proyecto realizado	162
--	-----

GLOSARIO

CFC: Gráfico de funciones continuas

CIGRE: Consejo internacional de grandes sistemas eléctricos

DEI: Dispositivos electrónicos inteligentes

DNP: (Distributed Network Protocol)

DMS: DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEM, Sistemas de gestión de distribución

GATEWAY: Enlace e interfaz de comunicaciones

GPS: Sistema de posicionamiento global

IHM: Interfaz hombre- máquina

IEC: INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION, Comisión electrotécnica internacional

IEEE: Institute of electrical and electronics engineers

LAN: LOCAL ÁREA NETWORK, Red de área local

RETIE: (reglamento eléctrico técnico de interconexión eléctrico)

SAD: Sistema automatizado de distribución

SAS: Sistema de automatización de subestaciones

SCADA: Software de supervisión y control

S/E: Subestación eléctrica

SOE: SEQUENCE OF EVENTS, Secuencia de eventos

S/P: Sistema de potencia

UCA: UTILITY COMMUNICATIONS ARCHITECTURE, Arquitectura de comunicación para electrificadoras

UR: UNIVERSAL RELAYS, Relés universales

UTR: Unidades terminales remotas

TC'S: Transformadores de medida para corriente

RESUMEN

El objetivo de este trabajo de grado es estudiar y proponer la modificación del sistema de automatización de la Subestación Eléctrica que se encuentra ubicada en el Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente.

Esta subestación en el tiempo en que la diseñaron y la construyeron, cumplió con las expectativas, pero con el paso de los años, los elementos constructivos y tecnológicos que la conforman han quedado obsoletos en comparación con los que existen actualmente basados en los estándares IEC vigentes. Por este motivo, se optó por realizar un estudio para implementar mejoras normalizadas que cumplan con los estándares en automatización de S/E, para así automatizar este sistema.

Para la universidad es conveniente realizar este proyecto porque estaría integrándose a las nuevas tecnologías y adquiriría un sistema para realizar prácticas estudiantiles, y así concientizaría a sus estudiantes en las normatividades actuales.

INTRODUCCIÓN

El sistema de automatización de una subestación (SAS), permite al sistema eléctrico de potencia tener el control y la operación de la maniobra y distribución de una manera más segura y eficiente, brindándole la información necesaria en el momento oportuno con el fin de evitarle cometer errores en las operaciones de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

Los SAS se han convertido en la herramienta que le permite al operador realizar una gestión de una manera más ágil y eficaz.

La norma IEC 61850, definitivamente generó el interés de las áreas que componen la sección de protecciones y control de las Empresas Eléctricas, a partir de su publicación a fines del año 2004. Al trabajar con esta norma los estudios de los especialistas en esta área se concentraron en conocer los diversos aspectos de la norma, pero la siguiente etapa en muchos casos, se caracterizó por la realización de Proyectos Piloto que permitieran conocer más detalladamente los aspectos prácticos de la aplicación de dicha norma en la automatización de subestaciones.

En el marco de la implementación práctica de instalación de DEI's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) según la IEC 61850, se deben implementar LAN's, Ethernet, lo que implica aplicar ingeniería de redes de comunicación, y por tanto definir la mejor topología a utilizar en cada caso.

Las topologías básicas de la norma son ampliamente conocidas, pero es importante tener en cuenta una serie de consideraciones al seleccionar una, ya que cada Empresa Eléctrica posee su propia configuración de acuerdo a la subestaciones que posean, y es importante por un aspecto práctico, considerarlas al definir la topología a utilizar.

Hay que tener en cuenta que la elección de una adecuada topología es una decisión fundamental que está vinculada con el grado de disponibilidad y por lo tanto de redundancia exigido a la LAN Ethernet en la subestación. En este marco

también adquiere importancia el protocolo adoptado para la circulación de datos entre switches en la automatización de subestaciones¹.

Este trabajo de grado pretende mostrar de qué manera se debe implementar un Sistema de Automatización de subestaciones según los protocolos internacionales y su futura aplicación a la subestación eléctrica del laboratorio de conversión de energía de la Universidad Autónoma de Occidente. Este proyecto incluye como objetivo general la actualización de la Automatización con estándares actuales de la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente, y como objetivos específicos, el desarrollo de la Ingeniería Básica y de Detalle para la automatización de la subestación eléctrica.

Estos objetivos luego se convierten en los capítulos del trabajo de grado:

- En este proyecto se realizó la Ingeniería Básica, que contiene toda la información, desde el estado del arte en diseños de S/E de potencia y la automatización clásica, hasta la comparación y evaluación de la S/E en cuanto a equipos y normas actuales. también incluye la selección de las tecnologías para las necesidades del proyecto.
- Se realizó también la Ingeniería de Detalle, que contiene la información de especificaciones técnicas del proyecto, como la configuración más viable, equipos que se necesite y cumplan con la norma, así como la parte económica, la programación y parametrización de equipos.

Dentro del estudio a realizar se incluye la propuesta de la plataforma de control y comunicación entre todos los dispositivos que componen el sistema e igualmente el desarrollo del dispositivo que realiza la comunicación con el Centro de control y sus esclavos en este caso el sistema de protección, también como el protocolo de comunicación, definido por el estándar internacional, IEC 61850 y la IEC 60870-5- (101, 102, 103, 104, 105).

¹ R. Vignoni, R. Pellizzoni y L. Funes, Sistemas de Automatización de Subestaciones con IED's IEC 61850: Comunicaciones, Topologías [en línea]. Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigre. Argentina 2009. [consultado 05 de Marzo de 2011]. Disponible en internet: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/D2/D2-03.pdf>

En fin, el método de ingeniería usado es el de ingeniería secuencial para el desarrollo de proyectos, del cual solo se implementaron en este proyecto la Ingeniería Básica y de Detalle. Derivados a través de este estudio se puedan realizar nuevos proyectos sean de investigación o trabajos de grado.

1. ESTADO DEL ARTE EN EL DISEÑO Y FUNCIONABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES ELECTRICAS DE POTENCIA

Por razones técnicas, (calibre y aislamiento de conductores), físicas (enfriamiento, peso y estructuras), económicas entre otras razones, las tensiones de generación en las centrales eléctricas deben ser bajas en relación con las tensiones de Transmisión, de modo que si la energía eléctrica se va a transportar a grandes distancias, estos voltajes de generación resultarían antieconómicos debido a que se tendrían grandes caídas de tensión. Por estas razones se presenta la necesidad de transmitir la energía eléctrica a voltajes más elevados que resulten más económicos, eficientes y que garanticen una estructura física adecuada².

Actualmente, la eficiencia en la generación, la transmisión y distribución de energía eléctrica debe mejorar la competencia de las compañías en el mercado energético, con bajos costos de mantenimientos, para que así la S/E permanezca disponible el mayor tiempo posible. También, deben realizarse estudios sobre gestión para proveer energía eléctrica teniendo una S/E en excelentes condiciones de funcionamiento y que la funcionalidad este basada con los estándares y a su vez que cuente con la tecnología necesaria porque si por algún motivo se presenta algún evento que pueda causar daños a personas o los equipos esta tecnología actúe de acuerdo a los eventos que se puedan presentar. Por estas razones, los diseñadores de S/E deben estar a la vanguardia y apropiarse de las nuevas tecnologías en cuanto a dispositivos que optimicen el desempeño del sistema eléctrico.

Para mejorar la funcionalidad de una S/E, actualmente se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Debe tener la capacidad de realizar control, gestión y operación de las variables eléctricas. Además, una S/E puede ser monitoreada y gestionada desde un sitio remoto por medio de enlaces de comunicación estándar.

² ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Electrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 30 Diapositivas.

- Debe tener un sistema de control en tiempo real para ejecutar las estrategias de protecciones y maniobra.
- Usar varios sensores para recolectar la información de la S/E.
- Mejoras basadas en estándares y regulaciones internacionales.

1.1 OBJETIVO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Debido a que la tensión de generación en una central eléctrica es relativamente baja y su ubicación bastante lejana de los centros de consumo, el transporte de energía eléctrica a estos niveles resulta demasiado costoso. Para que el costo del transporte sea razonable es necesario elevar la tensión a un nivel óptimo alto que depende de varios factores:

- La potencia a transmitir.
- La longitud de la línea.
- Las pérdidas.
- La demanda de potencia.

En Colombia los niveles de tensión en la transmisión pueden ser 230kV y 500kV. Dicha operación se efectúa en una instalación que se denomina en general, estación transformadora primaria o subestación primaria; una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión, en los centros de consumo debe procederse a la distribución de esta potencia, requiriéndose de transformadores reductores, que reducen la tensión a niveles de distribución, Por ejemplo 115kV, 34.5 o 13.2kV, etc., Y así obtener un nivel de tensión adecuado para los centros de consumo, en ocasiones se tiene un nivel intermedio denominado sub-transmisión.

Una S/E es un elemento dentro de un sistema de potencia que se utiliza para:

- Controlar el flujo de energía dentro en el S/P.
- Garantizar la seguridad del S/P, mediante dispositivos automáticos de protección.

- Redistribuir el flujo de potencia por rutas alternas ante contingencias.

1.1.1 Definición de una subestación eléctrica. “Las Subestaciones Eléctricas son un nodo dentro del sistema eléctrico de potencia, también son aquellas instalaciones donde se ejecutan operaciones manuales y/o automáticas para la transmisión o distribución de la energía eléctrica de manera continua y segura”³.

Un sistema de control coordinado consiste en un conjunto de elementos que interactuando entre sí, permiten dar fiabilidad, seguridad, disponibilidad y operatividad a un sistema en general, este a su vez debe tener la capacidad de ser modular, con el fin de facilitar su operación de manera independiente. Con este concepto, se define a una S/E como la parte de una red eléctrica encargada de dirigir y transformar el flujo de la energía. De ella salen y a ella confluyen líneas de igual o diferente tensión. Está compuesta por una serie de equipos eléctricos que sirven para la explotación y protección de la subestación.

1.1.2 Características de operación de las subestaciones eléctricas. Las Configuraciones de una S/E. Son los tipos de arreglos de los equipos constitutivos del patio de conexiones de la subestación, de tal forma que su operación permita diferentes grados de confiabilidad, seguridad, flexibilidad, disponibilidad y operatividad en el manejo, Transformación y distribución de la energía. Básicamente la determinan los barrajes, seccionadores, e Interruptores. Estas características se muestran en la figura 1 y se definen de la siguiente manera:

Confiabilidad. La confiabilidad se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado con al menos un componente fuera de servicio.

Flexibilidad. Es la propiedad de la subestación para acomodarse a diferentes condiciones que se pueden presentar especialmente por cambios operativos, contingencias o mantenimiento del sistema eléctrico de potencia.

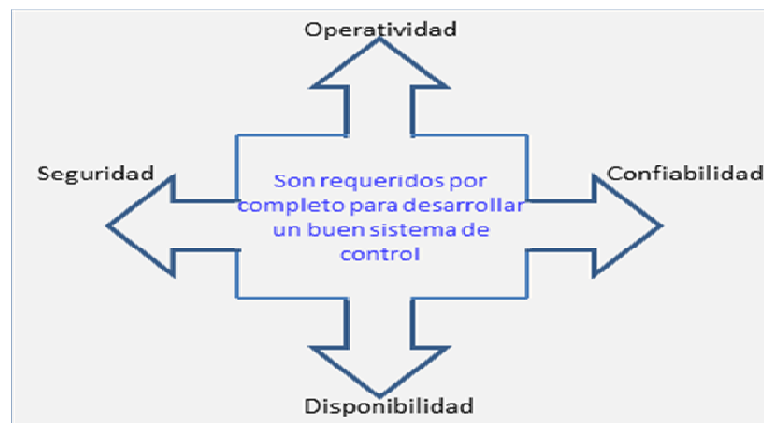
³ ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 30 Diapositivas.

Seguridad. Es la propiedad de una subestación de dar continuidad de servicio sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes.

Disponibilidad. Asegurar un cierto grado absoluto de continuidad operacional durante un período de medición dado.

Operatividad. "Capacidad para realizar una función". El sistema debe estar en funcionamiento por el tiempo que se requiera, mientras tenga unas condiciones básicas para su funcionamiento.

Figura 1. Características de las subestaciones eléctricas



Otra de las características importantes es la flexibilidad, la cual se explica de la siguiente manera⁴.

- **Flexibilidad de S/E:** La flexibilidad es la propiedad que tiene un sistema para acomodarse a diferentes condiciones que se puedan presentar, bien sea por mantenimiento, cambios en el sistema o por fallas. La Flexibilidad ante las diferentes arquitecturas de los Sistemas de Automatización, permite la libre

⁴ GONZALEZ PALOMINO, Gabriel, I.E, PhD., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Diseño de Subestaciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 40 Diapositivas.

asignación de funciones a los dispositivos (DEI's), y por tanto soporta cualquier arquitectura de automatización de subestaciones ("centralizada" o "descentralizada"), así como diferentes enfoques de integración o distribución de funciones.

Estas características pueden conjugarse al momento de decidir la configuración de una S/E dependiendo de su ubicación dentro del sistema de potencia, de acuerdo a su función o capacidad. Si la S/E es de una capacidad e importancia tal que su salida del sistema de potencia por alguna falla, mantenimiento u otra causa, produzca suspensiones y problemas de racionamiento durante todo el periodo de corte, debe estimarse un alto grado de seguridad.

Si la subestación opera un gran número de circuitos los cuales continuamente están operando o están fuera de servicio por algunos periodos, la S/E requiere de un alto grado de flexibilidad. Si la subestación tiene como objetivo primordial el suministro de energía, la necesidad principal de esta subestación es la confiabilidad.

1.1.3 Arquitectura de una S/E. La arquitectura de los sistemas de control se encuentra enmarcada dentro del término control jerarquizado, el cual significa que es un sistema de control global de todas las actividades de la subestación, empleando una estructura con diferentes niveles de control y tipos de equipos según el nivel y función (por ejemplo computadores, controladores, PLC's, protecciones, contadores reguladores, mímicos); todos ellos conectados entre sí para lograr una estructura jerarquizada o piramidal. Esta conexión puede ser en forma cableada, para los sistemas de control convencional, o por una o varias redes de comunicación de datos, para los sistemas SAS.

Según las prácticas operativas de las empresas de transmisión y/o las reglamentaciones de operación, las S/E pueden ser del tipo atendidas, en las que las maniobras de conexión y desconexión de circuitos se realizan desde las propias subestaciones con personal asignado a dicha labor. Otra forma de operar la S/E, puede ser de forma remota o también llamadas no atendidas, en las cuales las funciones del operador se han minimizado y las maniobras son efectuadas desde el centro de control remoto a través del sistema de comunicaciones. El personal que está en la S/E, está allí solo para hacer funciones de mantenimiento o supervisión.

1.1.3.1 Arquitectura de una S/E automatizada SAS. La tendencia general entre los diferentes suministradores de sistemas de control SAS, permite conectar en una misma red de comunicaciones todas los DEI's (controladores, relés de protección, transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.), manteniendo los controladores de campo en un nivel superior a los demas DEI's⁵.

El control de las S/E, tiende a que se tiene que ir implementando los sistemas de control sobre una infraestructura de comunicaciones como UCA o IEC 61850, las cuales permiten una integracion transparente de los DEI's, aún si son de diferentes fabricantes, con los dispositivos de nivel superior.

De acuerdo a la estandarización en el diseño de S/E, la operación de la S/E se debe dividir en cuatro niveles básicos en la figura 2, se observara como quedarían estos niveles y a continuación se definirán:

- **NIVEL CERO:** Conformado por los equipos de maniobra (Interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y de instrumentación, reactores, bancos de capacitores, etc.), por los servicios auxiliares de la subestación (13,2 kV, 208/120 Vca, 125 Vcc, grupos electrógenos, inversores, cargadores, equipos, etc.), por los DEI's tales como: relés de protección, registradores de fallas, medidores, equipos de monitoreo de transformadores, unidad de control y protección propios de los equipos de patio (cuando son de tecnología moderna), equipos de medida, etc.
- **NIVEL UNO:** A este nivel pertenecen todas las variables del proceso; entradas digitales, entradas análogas y salidas digitales y salidas análogas.

Este nivel está conformado por los controladores de campo que sirven como maestros para la adquisición de datos, cálculos, acciones de control y procesamiento de la información relacionada con los dispositivos en cada campo y

⁵ MEJIA VILLEGAS, S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ed. Colombia: McGraw-Hill, 2009. 539 p. 2003. Paginas consultadas 225 - 541.

servicios auxiliares de la subestación y por la interfaz de operación local, la cual proporciona un nivel básico de acceso al personal de operación y mantenimiento para la supervisión y el control de los equipos de campo asociados al controlador respectivo.

Comunicaciones e interfaces entre Nivel 1 y Nivel 0: Corresponde a la comunicación entre los controladores de campo de Nivel 1, los DEI's de Nivel 0 y los equipos de maniobra, el cual en las arquitecturas de algunos suministradores, es independiente de la red de estación.

La arquitectura que se ilustra en la figura 2, corresponde a la utilizada por la mayoría de los suministradores y a la tendencia de las normalizaciones para el futuro, la cual incorpora directamente a la red de comunicaciones entre Nivel 1 y Nivel 2 (red de estación). Adicionalmente, cuando los equipos de patio son de tecnología moderna, es decir, manejados por DEI's, normalizaciones como IEC 61850 (Numeral 10.14.3) proponen, como una de sus alternativas, es establecer una red de proceso intermedia para la comunicación entre dispositivos electrónicos inteligentes de equipos de patio y los de control, protección, medida y registro de fallas.

- **NIVEL DOS:** Los cuartos de control que permiten hacer la operación y control global de la subestación, lo conforman los dispositivos de comunicación y la terminal de operación que permitirá operar y monitorear la subestación remotamente. A este nivel están asociados los controladores del SAS, los cuales tienen la función principal la adquisición de todas las variables asociados al campo al cual pertenecen, gestionar los comandos verificando que se cumplan las condiciones mínimas de seguridad que eviten cualquier daño o error humano (esta acción es llamada verificación automática de enclavamientos) en la ejecución del comando y entregar información a los niveles superiores (2 y 3).

También se asocian los medidores multifuncionales, cuya función es recolectar las variables eléctricas como voltajes y corrientes y calcular la frecuencia, potencia y energía necesarias para mantener informado al sistema interconectado nacional sobre los niveles de transferencia de energía existentes en la subestación.

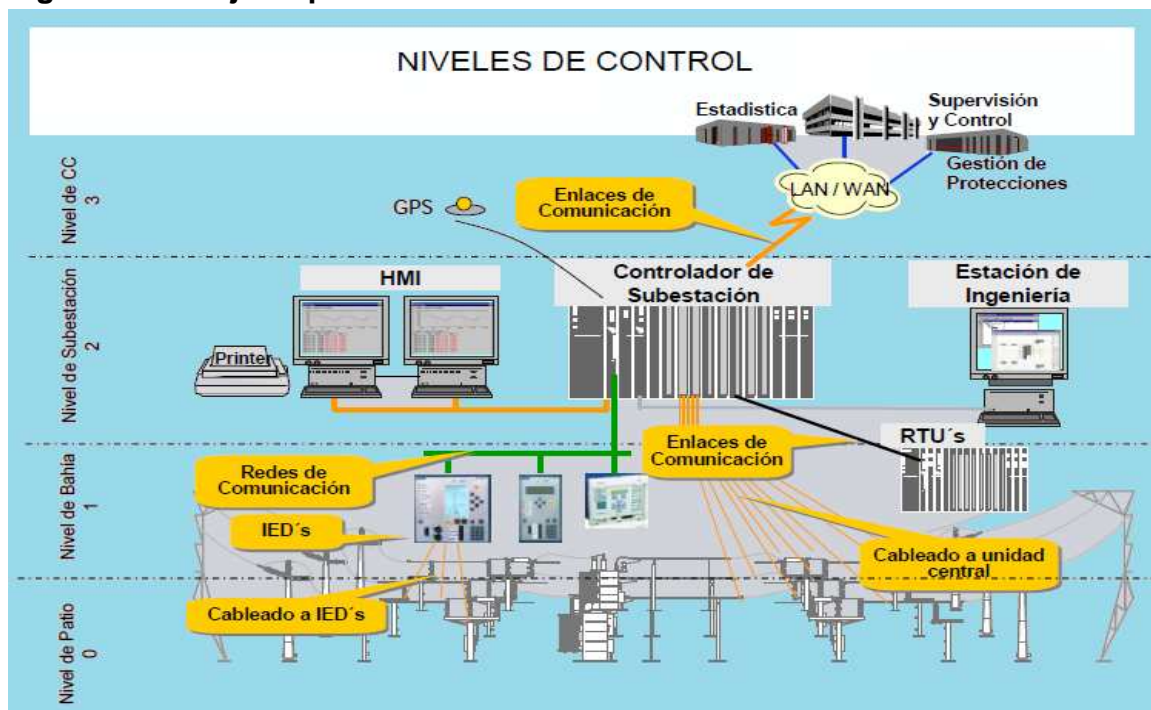
Este nivel corresponde al sistema de procesamiento del SAS, al almacenamiento de datos y a la interfaz de operación, localizados en la sala de control de la subestación. El procesador o controlador de Nivel 2 sirve como una estación

central de procesamiento de la información de la subestación de forma tal que esta pueda ser utilizada por la interfaz de operación de la subestación y pueda ser almacenada para análisis futuros, para mantenimiento y para generación de reportes.

Comunicaciones e interfaces entre Nivel 2 y Nivel 1: corresponde a la red de área local de la subestación (red de estación), la cual permite la comunicación entre los equipos de Nivel 2, los controladores de campo de Nivel 1, los DEI's de Nivel 0.

- **NIVEL TRES:** Es el espacio relativo a los centros nacionales y regionales de despacho, desde aquí se realiza el monitoreo remoto desde una sala de computo. Corresponde a los sistemas remotos de información, desde los cuales se pueden monitorear y controlar los principales equipos de la subestación. El grado de control se define según las necesidades de las empresas, Comunicaciones e interfaces entre Nivel 3 y Nivel 2: proporciona, a través del sistema de comunicaciones, la transferencia de información entre el SAS y los sistemas remotos por medio de protocolos abiertos y propietarios.

Figura 2. Nivel jerárquico de una S/E



Fuente: Cortesía de Siemens.

A continuación en el cuadro 1, se muestra la estructura jerárquica que forma el sistema de control en las SAS, y un resumen de los equipos que componen cada nivel y función.

Cuadro 1. Estructura jerárquica de un sistema de control SAS

Nivel 3	Sistemas remotos de información		
Nivel 3 – Nivel 2, Comunicaciones e Interfaces			
Nivel 2	Sistema de procesamiento de nivel 2	Almacenamiento de datos históricos y de tiempo real	Interfaz de operación- Controlador de Subestación
Nivel 2 – Nivel 1, comunicaciones e interfaces (red de estación)			
Nivel 1	Controladores y puntos de I/O individuales	Interfaz de operación local (básica) Despliegues en controladores de campo	
Nivel 1 – Nivel 0, comunicaciones e interfaces			
Nivel 0	DEI's (relés de protección, transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.)		
Equipos de alta tensión y servicios auxiliares			

Fuente: MEJIA VILLEGAS, S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ed. Colombia: McGraw-Hill, 2009. P 227.

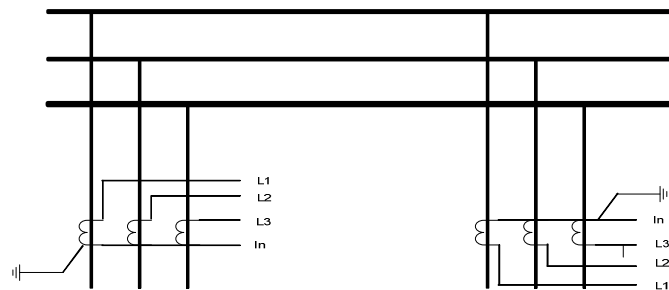
1.2 COMPONENTES DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La disposición Característica y la cantidad de equipos para cada subestación, dependen directamente de la configuración de cada S/E. Por lo tanto la descripción siguiente es general y aplicable a cualquier subestación. [2]

Se tomaron como base las subestaciones convencionales pues son las más comunes en Colombia. En ellas encontramos además de las estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto de elementos denominados elementos principales de la subestación. Estos elementos se clasifican en tres categorías así:

- Equipos de Patio:** Son elementos constructivos del sistema de potencia que se hallan en el patio de conexiones. Se ubican generalmente a la intemperie estando expuestos a condiciones ambientales. A continuación se observa un listado de estos equipos y algunas figuras de ellos como en la figura 3 y 4 que muestran los diagramas unifilares de la conexión de los TC y el Trafo de Potencia:

- ### Figura 3. Transformador de corriente



The diagram illustrates a 400 kV busbar system with three phases labeled L1, L2, and L3. A transformer with a Yd5 connection is shown, with a primary voltage of 400 kV and a secondary voltage of 220 kV. The secondary is connected to a 220 kV/100 V transformer, which is further connected to a 220 kV feeder. The diagram also shows the connection of the 220 kV/100 V transformer to the 400 kV busbar system, with the secondary voltage of 110 V and a phase shift of 270 degrees. The diagram includes the following text:

- Busbar 400 kV
- (any voltage)
- Yd5 400 kV/220 kV
- 220 kV/100 V
- 400 kV
- 110 V
- U_{L1}
- U_{L2}
- U_{L3}
- U_E
- feeder 220 kV
- U4 Transformer = Upp Transformer
- Upp CONN = L1-L2
- φ Upp- ULine = 270°
- Uline/Upp WDL = 0,97

El espacio ocupado por equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación, se denomina “Campo “o “Bahía”, por Ejemplo Campo de línea, Bahía de transformador, etc.

1.2.1 Las Protecciones. Las protecciones son relés que se usan para aislar y proteger los distintos elementos de las subestaciones eléctrica, Este tipo de relés los hay de diferentes tipos y modelos, cómo son los:

- Relés mecánicos
- Relés digitales
- Relés numéricos

Aunque aún se ven protecciones antiguas como las mecánicas y que están funcionando actualmente en algunas de las Subestaciones instaladas en el país, poco a poco se deben ir cambiando por protecciones numéricas las cuales son microprocesadas y con muchas funciones de protección. Con el avance tecnológico que se han desarrollado para las nuevas protecciones numéricas, se pueden reemplazar las protecciones que algunas de las subestaciones del país tienen actualmente con un solo relé numérico microprocesados como se muestra en la figura 5, el cual puede cumplir con 24 funciones de protección o más, dependiendo del modelo y la marca. Para esto, los nuevos relés de protección deben cumplir primordialmente, con las definiciones que se comentarán a continuación.

1.2.1.1 Definiciones. Las siguientes definiciones son primordiales en los relés de protección en el sistema de potencia.

- Confiabilidad: Es la probabilidad de no tener disparos indeseados o incorrectos
- Fiabilidad: Es la probabilidad de no tener omisión de disparos
- Seguridad: Es la probabilidad de no tener una operación indeseada. la seguridad tiende a ser afín con la estabilidad y la selectividad pero compromete la fiabilidad.

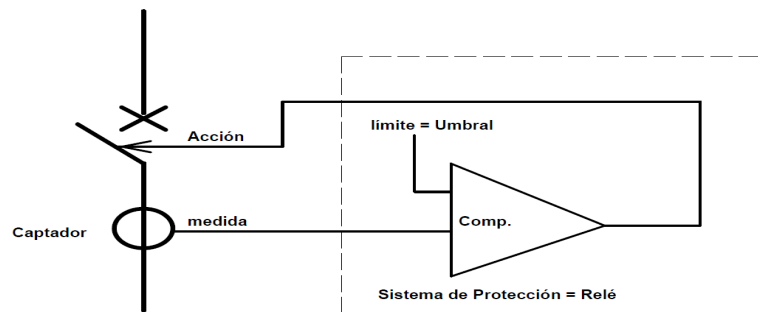
1.2.1.2 Función Principal. El objetivo de un Sistema de Protección, es la de aumentar la confiabilidad, fiabilidad, seguridad y operatividad ante una falla del sistema, hasta el punto que no se afecte su funcionamiento o no se produzcan

daños importantes en el sistema o que estos sean casi nulos y también que se reduzca a cero la probabilidad de peligro para los seres humanos.

Esto solo se puede conseguir cubriendo de una manera que no sean interrumpidos los sistemas de potencia mediante el uso de esquemas de protección y relés que hayan sido diseñados de tal forma que se remueva del servicio cuando sufre un cortocircuito o cuando empieza a operar de forma anormal.

Otra función importante de los sistemas de protección actuales, consiste en proveer la mayor información posible sobre el evento, en estos casos serían: fecha, hora (con precisión constante de 1ms), localización, tipo de falla, variables involucradas, magnitud y tiempos de operación de relés e interruptores, por eso son tan importantes estos relés porque con los datos entregados por el equipo, se pueden determinar las causas de la falla; si existió la falla o se trata de un disparo erróneo y si es temporal o definitiva. Mientras que con los relés antiguos cuando se disparaba el equipo mostraba una bandera de color o se movía algún mecanismo que indicaba que había una falla, luego el operario tenía que ir a desbloquear el relé, porque este propiamente por software no se podía desbloquear y no indicaba porque se produjo la falla y ocurrió el disparo.

Figura 5. Esquema básico de una cadena de protección eléctrica



Fuente: ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 15 Diapositiva.

1.2.1.3. Funciones de relés. Los relés microprocesados actuales que cumplen con la norma IEC, por lo general poseen varias funciones a proteger por eso algunos son multifuncionales porque poseen variedad de ellas.

Estas funciones de protección pueden ser muchas aunque las más comunes y en caso de la S/E del laboratorio, solo se comentaran algunas como:

❖ **Protección diferencial:** Está basada en la comparación de intensidades, durante su funcionamiento normal, la corriente que ingresa al objeto a proteger es igual a la corriente que sale (corriente I_p)⁶. Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares excede un valor predeterminado.

- Opera abriendo los interruptores en ambos extremos del elemento protegido.
- Sirve para proteger contra fallas internas en el transformador

Aspectos Influyentes en la Operación Incorrecta del Relé Diferencial:

- Niveles de tensión diferentes.
- Desfasamiento de 30 grados en las señales de entrada y salida.
- Corriente inicial de magnetización.
- La protección diferencial siempre se activa cuando detecta fallas dentro del sistema que está protegiendo.

❖ **Protección de Sobrecorriente Instantáneo (50):** es el relé que funciona instantáneamente con un valor excesivo de la intensidad o con un valor excesivo de la velocidad de aumento de la intensidad, indicando avería en el aparato o circuito que protege.

❖ **Protección de Sobrecorriente Temporizado (51):** es un relé con características de tiempo inverso o definido, que funciona cuando la intensidad de un circuito de CA sobrepasa un valor dado. Son un poco difíciles de coordinar, poco selectivos, se usan como protección de respaldo en transformadores de potencia y tiene la necesidad de cambios de ajuste al cambiar la configuración del sistema y/o la corriente de carga.

⁶ BARRIOS ROSALES, Rafael. Implementación de un esquema de protecciones para las 5 unidades generadoras en la hidroeléctrica Chixoy, utilizando relevadores multifunción Siemens siprotec 7UM62. Trabajo de grado [en línea]. Guatemala, 2008. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en Internet: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0144_ME.pdf

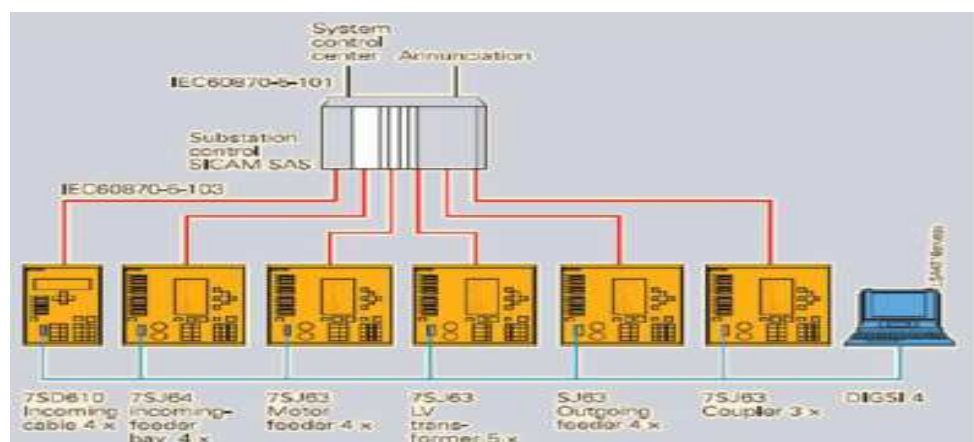
- ❖ **Protección de Enclavamiento (86):** Es un relé accionado eléctricamente con reposición a mano o eléctrica, que funciona para parar y mantener un equipo fuera de servicio cuando concurren condiciones anormales.

1.2.1.4 Simulación de protecciones (relés digitales microprocesados). Por lo general para simular las protecciones se hace uso de algún software, con el que se pueden configurar y ajustar los relés de protección para sensar y determinar variables definidas a medir como por ejemplo: Corriente, Temperatura, Ángulo, Secuencia de fase etc.

A continuación en la figura 6, se muestra un ejemplo de cómo se conectarían las protecciones al controlador y al PC en donde esta instalado el software DIGSI. El programa DIGRA sirve para evaluar y representar gráficamente datos de perturbación, se puede activar directamente por DIGSI o iniciarlo por separado a continuación unas características de DIGRA:

- Representar datos de perturbación en forma de esquema sinóptico.
- Representación en tiempo real de los datos de perturbación en forma de registros analógicos y binarios.
- Calculo de un valor efectivo de factor de distorsión y del coeficiente Fourier para momentos deseados.

Figura 6. Ejemplo de conexión de las protecciones al controlador y como van conectadas al PC que posee el software DIGSI



Fuente: Cortesía Siemens.

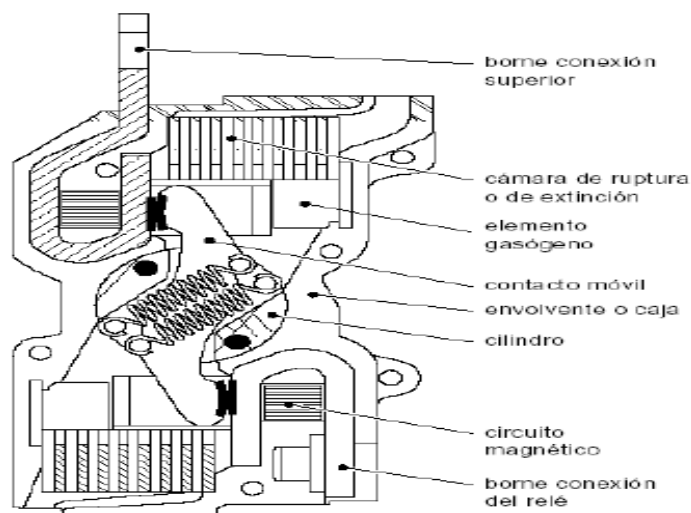
DIGSI se comunica con los relés de protección SIEMENS a partir de la versión de firmware V3 (aparatos con interface VDEM). El programa DIGV2V3 posibilita copiar archivos de datos del relé en formato DIGSI V 2.X hacia instalaciones en formato actual DIGSI. Se memorizan todos los archivos de datos del relé y sus parámetros, avisos, perturbografías y valores de medición según la estructura actual de los directorios DIGSI.

1.2.2 Los dispositivos de maniobra. A continuación se nombran los elementos de maniobra más usados en las S/E.

Definición de Interruptor. Es considerado como un elemento de conmutación (Conexión / Desconexión), que permite el flujo o interrupción de corriente “carga” dentro de un sistema. En la figura 7 se muestra como está constituido un interruptor de baja tensión usado en subestaciones. Los interruptores se eligen de acuerdo a:

- Su operación.
- Clasificación Según el medio de extinción.

Figura 7. Cámara de corte de un interruptor automático BT con contactos rotativos



Fuente: ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 05 Diapositiva.

1.2.3 Transformador de potencia. Equipo fabricado con dos bobinas de alambre no magnético aisladas entre si y montadas estas en un núcleo magnético, todo esto sumergido en aceite aislante contenido en un tanque. En la figura 8, se observa un Trafo como se vería de forma unifilar dentro de una cuba.

El transformador puede ser utilizado como elevador de tensión o reductor de tensión, dependiendo esto de la relación de vueltas entre el devanado primario y el devanado secundario (n_1/n_2). Los valores nominales que definen a un transformador son:

- Potencia aparente (S).
- Tensión (V).
- Corriente (I).
- Frecuencia (f).

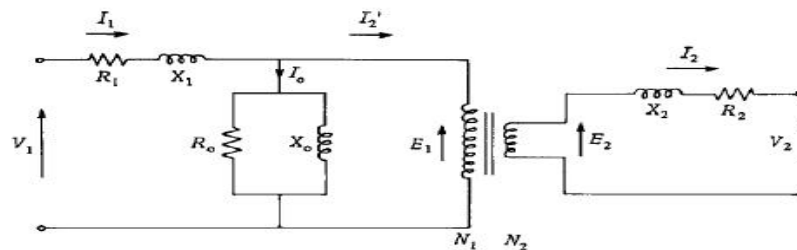
Los conductores de los devanados están aislados entre sí, y se definen de la siguiente manera:

Devanados y Aislamiento.

- En transformadores de baja potencia y tensión se utilizan hilos esmaltados.
- En máquinas grandes se emplean pletinas rectangulares encintadas con papel impregnado en aceite.

El aislamiento entre devanados se realiza dejando espacios de aire o de aceite entre ellos. La forma de los devanados es normalmente circular. El núcleo está siempre conectado a tierra, para evitar elevados gradientes de potencial y el devanado de baja tensión se dispone el más cercano al núcleo.

Figura 8. Diagrama de un transformador eléctrico de tensión



Fuente: Cortesía ABB.

Elementos y accesorios de un transformador de potencia

- Devanados.
- Tanque metálico (estructura).
- Radiadores.
- Aceite.
- Depósito expansión.
- Aisladores (BT y AT).
- Empaquetaduras.
- Conexiones.
- Nivel aceite.
- Termómetro.
- Válvulas de vaciado.
- Relé Buchholz.
- Tapón llenado.
- Puesta a tierra.

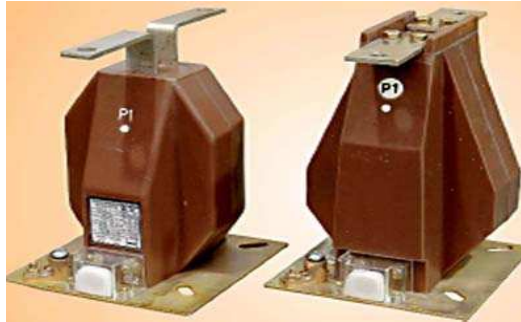
1.2.4 Transformadores de medida y protección. Los trafos de medida de la S/E del laboratorio son de tipo ventana. Han sido adaptados para que las mediciones sean representativas y las tensiones adecuadas para la adecuada medición en los indicadores y la operación adecuada de las protecciones.

Transformador de medición (TP's y TC's)

Definición:

Los transformadores de medida son equipos eléctricos que transforman magnitudes eléctricas primarias (intensidades y tensiones) en otras secundarias del mismo tipo, apropiadas para los aparatos conectados (instrumentos de medida, contadores, relés de protección, registradores, otros), a continuación se muestran las figura 9 y 10 como se conforman internamente los trafos de corriente y potencial de las S/E.

Figura 9. Transformadores de tensión o TP's (voltaje o potencial). IEC 60044



Fuente: Cortesía ABB (Empresa de equipos eléctricos)

Figura 10. Transformadores de corriente o TC's (intensidad). IEC 60044-1



Tipos. Los TP's, Indican los valores límite dentro de los cuales deben quedar los errores de medida, cuando ésta se efectúa bajo las condiciones previstas (clase 0.5, 1).

Clase. Es la que se refieren las determinaciones sobre límites de error para un factor de potencia igual a 0,8.

Carga Nominal. En el caso de los transformadores de corriente es I_{1n}/I_{2n} , y en los de tensión U_{1n}/U_{2n} . (100/5 A; 6000/100 V típicamente).

1.2.5 Control y señalización. La alimentación de los dispositivos de protección e Interruptores se realiza con el suministro de los servicios auxiliares de 110VDC y la alimentación de los demás dispositivos de control y maniobra se realiza con el

suministro de los servicios auxiliares de 110VAC. La señalización existente en el sistema es del tipo de lámpara verde y roja. Y la operación se realiza a través de los selectores en la parte frontal del panel principal de la subestación, cada dispositivo de maniobra cuenta con un selector y dos lámparas de indicación una roja y una verde. Además existe Un panel de alarma que indica la ocurrencia de los disparos de las protecciones y la ausencia de servicios auxiliares en la subestación.

1.2.6 Configuración según su topología. De acuerdo a la distribución de equipos primarios de las subestaciones, los mismos pueden adaptar diferentes topologías (según conexión en potencia), que son diseñadas según los requerimientos y condiciones que requiera el sistema para las mismas, las variaciones de estas poseen diferentes ventajas y desventajas, hay que tener en cuenta los factores de presupuesto para las mismas. Dentro de las más desarrolladas con tendencia europea o americana se tienen los siguientes barrajes.

1.2.6.1 Configuración de barras. Conocidas como de tendencia europea, parten del manejo de barrajes para agrupar campos o bahías como unidades operativas interdependientes.

- Barra Sencilla.
- Barra Principal con Transferencia.
- Doble Barra.
- Doble Barra Con By -Pass.

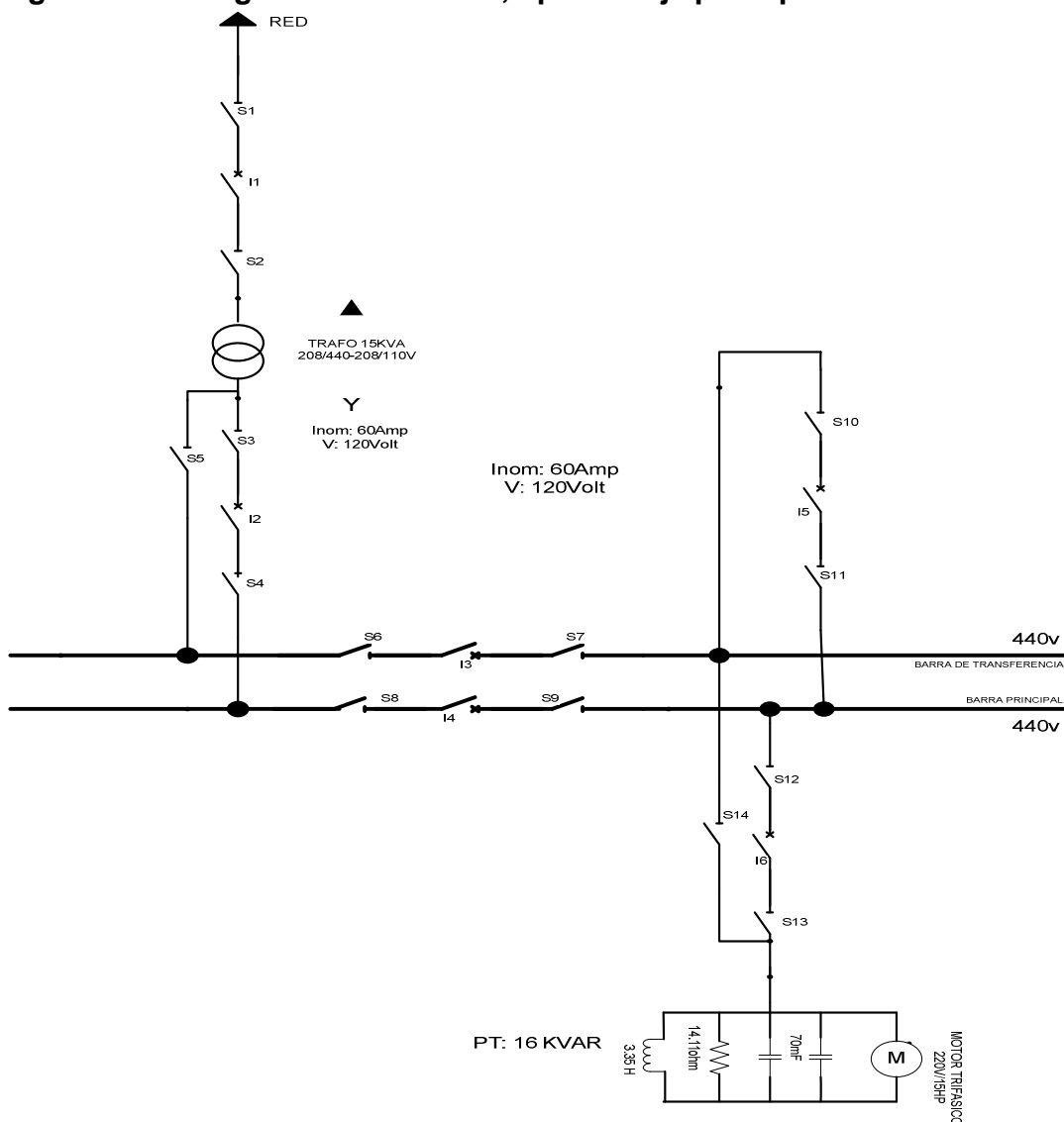
1.2.6.2 Configuración S/E laboratorio UAO. La S/E del laboratorio posee configuración barraje principal con transferencia, la cual es una configuración con una buena confiabilidad y muy flexible para los fines didácticos.

A continuación se describe la configuración de la subestación del laboratorio:

- **Barraje Principal Con Transferencia.** En instalaciones que requieren mayores confiabilidad y flexibilidad que los anteriores, se adiciona un barraje auxiliar para transferir cualquier circuito a un campo o bahía llamado de transferencia, el cual puede reemplazar a cualquiera de los campos o bahías de la subestación.

Como se desprende de lo anterior sólo se puede realizar una transferencia a la vez, por lo cual el calibre de este barraje (B2) normalmente es menor al del barraje principal (B1) y se dimensiona para el circuito de mayor carga. Como se observa en la figura 11, esta configuración requiere el suministro de un seccionador adicional por cada campo o bahía con el cual se conecta el circuito al barraje de transferencia. La derivación se efectúa desde los puntos libres (no conectados a los barrajes) del campo del circuito y del seccionador de transferencia de ese mismo circuito.

Figura 11. Configuración de la S/E, tipo barraje principal con transferencia



1.3 ESTADO DEL ARTE DE LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

De acuerdo a las exigencias por la demanda, las organizaciones que estandarizan las normas (IEC, IEEE), han determinado que se debe ofrecer excelente calidad del servicio de energía. Esto conlleva y/o obliga a las empresas de energía a disponer de sistemas más flexibles y seguros que garanticen las menores interrupciones posibles en el fluido eléctrico. Para poder cumplir con estas exigencias la automatización de las subestaciones debe ser prácticamente indispensable y por este motivo ha generado resultados satisfactorios en las empresas de energía que han implementado estos sistemas. En la actualidad se están haciendo esfuerzos en cuanto a hardware, software y en sistemas de comunicación para así automatizar los sistemas de distribución que normalmente incluyen entre sus funciones la reconfiguración de los alimentadores o circuitos de distribución.

“Un Sistema Automatizado de Distribución (SAD), es una combinación de sistemas automatizados que le permite a una empresa de energía, planear, coordinar, operar y controlar los componentes de su sistema eléctrico, en tiempo real o fuera de línea”⁷.

Los elementos que componen un Sistema Automático de Distribución pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Equipos de Maniobra (Interruptores, Seccionadores).
- Sistema de Control Supervisado y Adquisición de Datos (SCADA).
- Sistema de comunicación.
- Hardware instalado en centros de control.

La implementación en subestaciones, constituida por los elementos mencionados puede ser bastante costosa, pero posee grandes ventajas como la de permitir una inversión por etapas que representan desde el comienzo una muy alta relación costo/beneficio. Por este motivo la mayoría de países subdesarrollados y algunos

⁷ Automatización de Subestaciones y Centros de Control [en línea]. Santiago de Cali: Gers S.A, 2009 [consultado 08 de Febrero de 2011]. Disponible en Internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRSQSCmyuidkMdud-oCnogy-qlhhyCPWQQggb7>

que están en vía de desarrollo han implementado, en muchos casos de manera parcial al menos, Sistemas Automatizados de Distribución⁸.

El software utilizado para realizar la Automatización de Sistemas de Distribución se conoce comúnmente como DMS (DISTRIBUTION MANAGEMENT SYSTEMS) y puede estar conformado por una amplia cantidad de aplicaciones como:

- Análisis de flujo de carga y cortocircuito.
- Control de voltaje y potencia reactiva en alimentadores.
- Reconfiguración de alimentadores o circuitos de distribución.
- Monitoreo de armónicos.
- Restablecimiento del servicio.
- Gestión de carga en transformadores (TLM).
- Gestión de carga del consumidor (Load Side Managment).
- Gestión de llamadas para reportar fallas del servicio (Trouble Call Management).
- Lectura remota de contadores.

En la actualidad la tecnología basada en la automatización de S/E, se refiere al control numérico de los equipos que la conforman, ha reducido notablemente el número de componentes o equipos en sistemas eléctricos, lo cual ha aumentado la disponibilidad de los sistemas y ha reducido los costos asociados al mismo. Adicionalmente, el uso de redes LAN (“Local Área Network”) de alta velocidad para la transmisión de datos, ahorra considerable el volumen de cableado usado en la subestación y así evitar interferencias electromagnéticas, por este motivo el elementó más apropiado es la fibra óptica.

Por otra parte, el uso de sistemas que contiene DEI's basados en

⁸ CONTRERAS C, Carlos y HERNÁNDEZ R, Elicio J. Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico [en línea]. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en internet: <http://proyecto-nr.googlecode.com/files/Sist.%20de%20control.pdf>

microprocesadores, ofrecen nuevas alternativas como autosupervisión, análisis de señales, herramientas para algoritmos de protección y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas.

Los desarrollos en esta área, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control, supervisión, en fin toda el área que componen las subestaciones, así como una significativa reducción en la cantidad del cableado utilizado lo cual influye directamente en una reducción de los costos en el diseño de una subestación, como también mejoras en la operación, reducción y planificación del mantenimiento brindando una serie de beneficios que representan ventajas importantes a la hora de compararlos con los sistemas convencionales⁹.

1.3.1 Estructura de los sistemas de control numéricos. Los sistemas de control numéricos han sido diseñados para realizar el control, supervisión y protección de las subestaciones así como de sus líneas de entrada y salida.

Las S/E están divididas en 3 sectores desde el punto de vista de la misma:

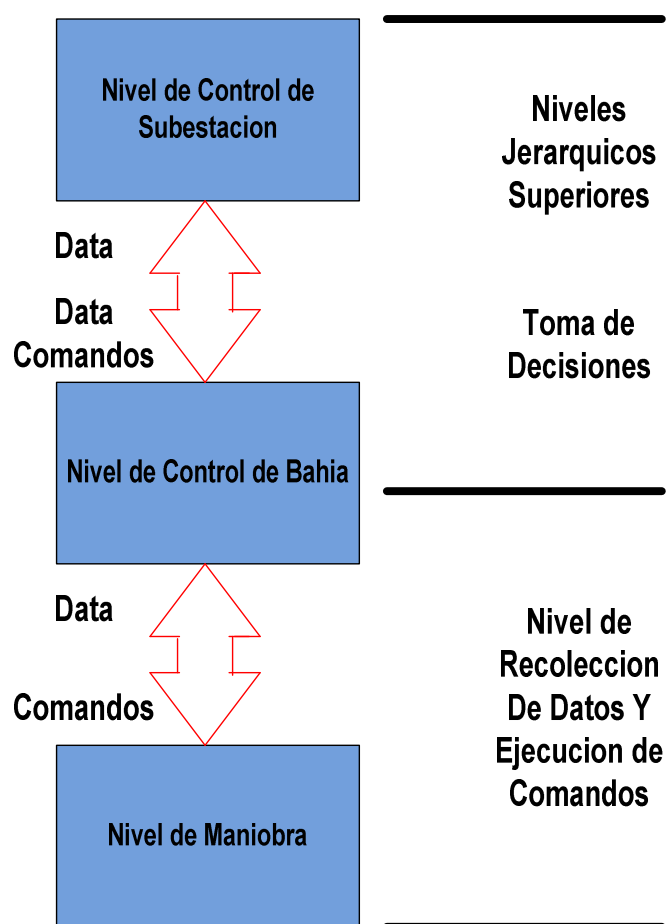
- El primero, conformado por equipos de patio (seccionadores, interruptores) y se denomina NIVEL CONTROL DE MANIOBRA.
- El segundo, conformado por elementos intermedios que dependerán de la tecnología de control de la subestación (numérica), como unidades controladoras de bahía y todos los encargados de funciones asociadas a las bahías tales como :control, supervisión y protección, este es llamado NIVEL CONTROL DE BAHÍA.
- El tercer nivel superior o NIVEL DE CONTROL DE SUBESTACION, en el cual se realizan tareas de supervisión, maniobras y control realizado por operadores y relacionado con la subestación, tales como: control local de la subestación,

⁹ Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 10 de Marzo, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/81/1/T-ESPE-37.PDF>

comunicación y manejo de servicios auxiliares.

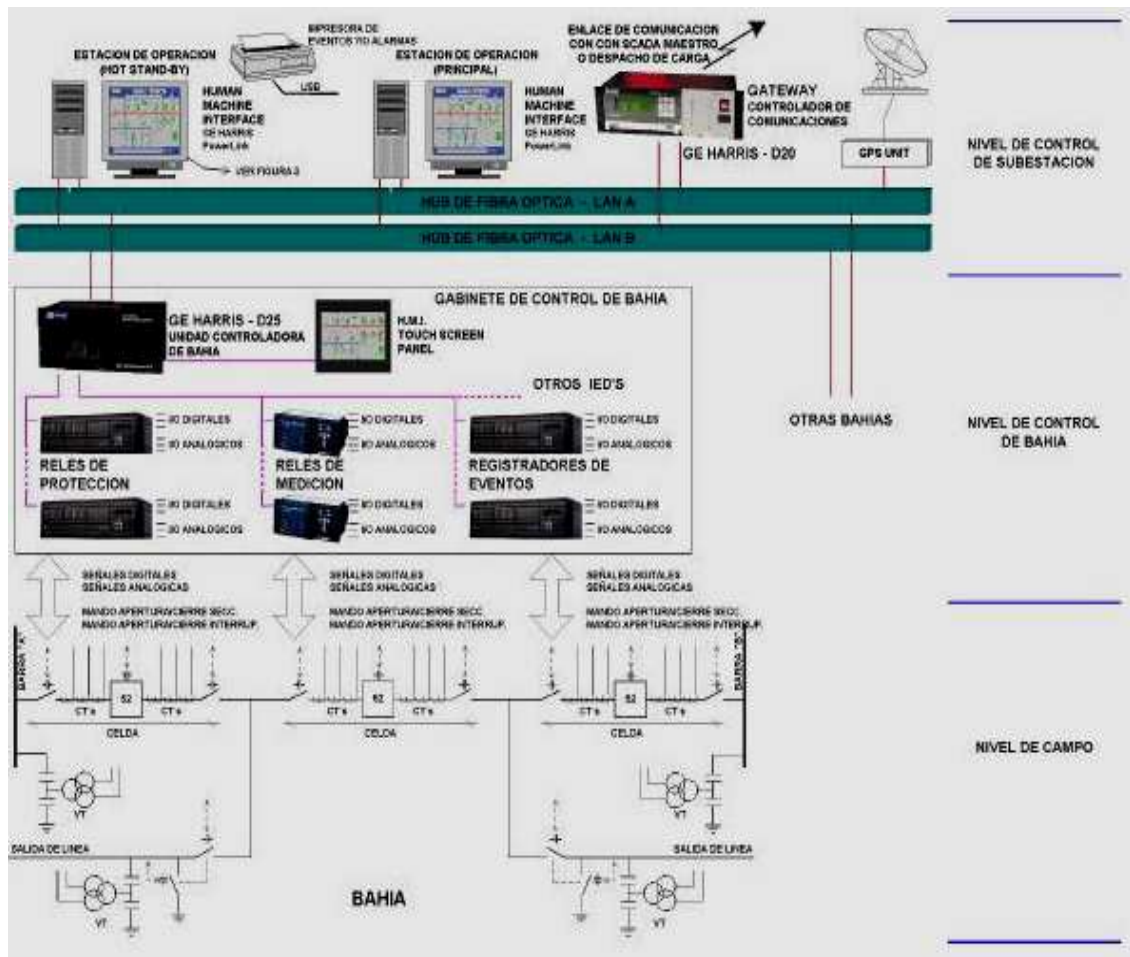
De acuerdo a esto niveles podemos definir una estructura lógica del sistemas de control visualizado en la Figura 12, el cual posee 2 niveles jerárquicos superiores los cuales deben estar interconectados para intercambiar información y de un nivel inferior o de campo encargado de la adquisición de datos.

Figura 12. Estructura jerárquica de un sistema de control para una subestación



En la figura 13, se observa la arquitectura para sistemas de control numérico según los estándares emitidos por IEC e IEEE. Estos cumplen con los 3 niveles o jerarquías mencionadas anteriormente.

Figura 13. Arquitectura de un sistema de control numérico



Fuente: CONTRERAS C, Carlos y HERNÁNDEZ R, Elicio J. Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico. 6 p [en línea]. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en internet: <http://proyecto-nr.googlecode.com/files/Sist.%20de%20control.pdf>

Los sistemas de control numérico automatizado para subestaciones eléctricas consisten en la estructura general de los sistemas de control de subestaciones mencionada anteriormente; en un nivel de campo, un nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación y un medio de comunicación entre ellos.

Nivel de maniobra. En los niveles de maniobra se encuentran, los equipos de adquisición de datos que proveen la información necesaria para el control eficiente de la subestación. A través de estos equipos el sistema de control numérico

realizará:

- La Adquisición de Datos Analógicos:
 - Corrientes y tensiones, tomados de los transformadores de corriente y tensión.
 - Temperatura de equipos, tomados de: RTDs (Resistance temperature Device) en los transformadores.
 - Niveles de aceite en los transformadores.
 - Presión de gas en los interruptores.
- La adquisición de datos digitales (status), incluyendo indicación del estado del equipo, operación local, remota y mantenimiento. Se encuentran además los equipos de alta tensión que llevarán a cabo las órdenes generadas a los niveles de control superiores, a través de estos equipos el sistema de control numérico realizará:
 - Mando de los equipos de interrupción, por operación de las protecciones de las subestaciones:
 - Apertura automática de interruptores ante condiciones de falla.
 - Apertura automática de interruptores, por disparos transferidos desde otras subestaciones
 - Re-cierre automático de los interruptores.
 - Mando de los equipos de seccionamiento o los equipos de interrupción por operación:
 - Apertura y cierre de seccionadores de línea y seccionadores de puesta a tierra por maniobras en la subestación.
 - Apertura y cierre de interruptores por maniobras en la subestación.
 - A este nivel de control, se pueden realizar en los equipos de alta tensión lo siguiente:
 - Control manual de cambiadores de tomas.
 - Control manual de banco de capacitores.

- Apertura manual de Interruptores y Seccionadores.

En este nivel se encuentran, los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control numérico y los equipos de alta tensión. Estos canales deben estar diseñados con el fin de proveer una barrera contra interferencias electromagnéticas con el aislamiento galvánico y el blindaje.

Nivel de control de bahía.

El nivel de control de bahía, está conformado por todos los equipos encargados de las funciones automáticas de protección, supervisión y control asociadas a los bloques de bahías:

- Protección de líneas.
- Protección de transformadores.
- Protección de barras.
- Protección contra fallas en los interruptores.
- Registro de eventos.
- Medición.
- Enclavamientos.
- Regulación de tensión.

Finalmente las funciones son llevadas a cabo por relés numéricos de protección, relés de medición, controladores de bahía y en general DEI's de nuevas tecnologías.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo datos de entradas, salidas analógicas y discretas. Este nivel también puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada, ante la ausencia del nivel superior a través de IHM de bajo nivel en la unidad controladora de bahía.

A nivel de los equipos de protección, medición, registro, DEI's y con la aparición de nuevas tecnologías, las protecciones y el control propio de cada subestación, se han desarrollado basándose en el uso de relés universales UR ("Universal Relays").

El objetivo fundamental de estos relés actuales es la de suministrar una herramienta común para la medición, protección, monitoreo y control del sistema de potencia, de manera que sirvan como el elemento principal en la automatización de subestaciones.

La información de entradas, salidas digitales y analógicas de estos equipos, pueden ser tomadas por la unidad controladora de bahía a través de los puertos de comunicación de los relés.

Así que, la unidad controladora de bahía se encargará de:

- La interfaz con los relés de protección y otros DEI's de la bahía controlada con comunicación maestro-esclavo, a través de enlaces seriales, como el mostrado en la figura 13. La comunicación entre los dispositivos de control de bahía, los relés de protección e DEI's de la bahía debe permitir el uso, con el fin de facilitar expansiones futuras y cambios en el sistema, de protocolos no propios como el DNP 3.0 ó el IEC 60870-5-101.
- La interfaz con el nivel de control de la subestación, actuando como concentrador de comunicaciones entre los equipos de protección, otros DEI's y la red LAN de la subestación a través de una conexión directa de alta velocidad. El controlador envía al SCADA local las señales de medición, los status, los controles para todos los interruptores y seccionadores de la bahía controlada. El envío de los status y cambios de estado en general se hace con formato SOE ("Secuence of Events"), de manera que el SCADA local reciba los status con un estampado de tiempo asociado.
- Realizar la Automatización de los enclavamientos por medio de una lógica programada.
- Suministrar una interfaz mímica local para el manejo de la bahía, por medio de despliegues gráficos configurables, como respaldo al sistema de control de la subestación.

Nivel de control de subestación.

Este tercer nivel el cual se encarga del control de la subestación, se encuentra relacionado con las tareas de operación y monitoreo de la subestación. La

arquitectura típica se muestra en la figura 13. Esta arquitectura está integrada por las estaciones de operación, Gateway (enlace e interfaz de comunicación), hubs de fibra óptica y el GPS.

En este nivel los operadores de las S/E, ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores o seccionadores, y también se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, como:

- Tensiones de barra.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregadas y recibidas.

Estas maniobras o mandos se realizan a través de interfaces IHM de alto nivel, utilizando un software SCADA local para la subestación, por lo general instalado sobre estaciones de operación configuradas en arreglo Hot-Stand-iba. A través de estas estaciones de operación, los operadores pueden con facilidad realizar lo siguiente:

- Ordenar la operación de interruptores y seccionadores de la subestación.
- Supervisar las alarmas y eventos importantes de toda la subestación. A través de los SOE obtenidos de las unidades controladoras de bahía.
- Examinar la subestación en su conjunto a través de despliegues gráficos configurables, actualizados en tiempo real y con indicaciones de estado y valores medidos.
- Generar informes sobre aspectos fundamentales del funcionamiento de la S/E como oscilogramas de perturbaciones, información sobre localización de averías y estadísticas.
- Mantenimiento de la base de datos en el ámbito de la subestación.
- Supervisión y cambio de los parámetros de ajuste de las protecciones.
- Supervisión de las funciones de autodiagnóstico y secuencia de eventos de todos los DEI's de la subestación.

Además en el control de la subestación, el SCADA local del sistema de control numérico puede realizar funciones automáticas de control y supervisión tales como:

- Funciones de automatización que impliquen más de una bahía, como:
- Transferencia de barras.
- Programa de maniobras de transformadores y maniobras de líneas.
- Sincronización de tiempo con las unidades controladoras de bahía.
- Supervisión del programa de mantenimiento de equipos.
- Restauración automática del sistema de control numérico por pérdida de alimentación.

El Gateway de comunicaciones es utilizado, para la comunicación con los centros de control remoto (como centros de despacho de carga regional o nacional), como se muestra en la figura 14. Para así poder lograr el control remoto de la subestación. Esto se logra a través de la transferencia de status, control, mediciones, contadores y archivos entre el SCADA local de la subestación y el centro de control remoto. Dichas transferencia como se muestra en la figura 15, se hace con protocolos de comunicación preferiblemente no propios, tales como el DNP 3.0 ó el IEC 61870-5-101, que permitan fácil adaptación a futuras expansiones.

A través de los Hubs de fibra óptica se realiza físicamente, la red de datos local de la subestación (LAN). Estas redes son por lo general del tipo estrella redundante, aunque también es aceptado el esquema de anillo redundante entre los controladores de bahía y los equipos en el nivel de control de subestación.

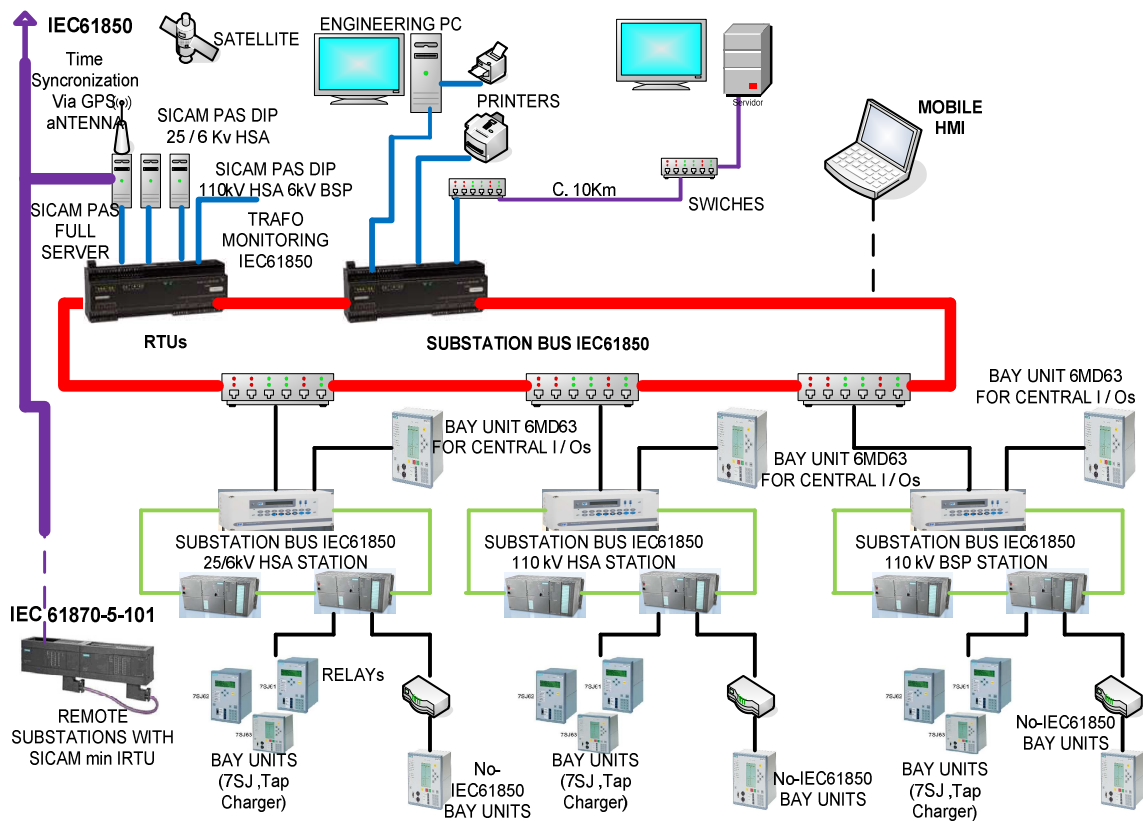
El equipo receptor GPS proporciona una referencia de tiempo precisa, necesaria para ser utilizada por las estaciones de operación como muestra la figura 15, el Gateway, por los DEI's de protección y control para el estampado de tiempo en las secuencias de eventos (SOE)¹⁰.

¹⁰ ENGLER F, JAUSSE A. Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 12 de Septiembre, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/84/1/T-ESPE-039.pdf>

Figura 14. Niveles de operación en un sistema de control coordinado



Figura 15. Comunicación entre Bahías, según la IEC61850



1.3.2 Filosofías de automatización actuales. En este ítem se comenta sobre las principales filosofías de automatización en S/E, las cuales son: ANSI, IEEE, e IEC.

El uso de protocolos estandarizados para intercambio de datos, requiere que la información pueda ser identificada de manera específica, ambos elementos o unidades (Transmisor - Receptor) de comunicación deberán utilizar el mismo formato de mensajes.

Siguiendo el énfasis para transmisión de información recomendada, el usuario puede tener un razonable nivel de confianza de los dispositivos que operan en la subestación. Normalmente un DEI y un UTR, pueden intercambiar información y generar una transferencia de información que se producirá sin programación adicional o configuración personalizada.

1.3.2.1 Filosofía IEEE. La IEEE Standards Asociación (IEEE-SA), es una sociedad que desarrolla documentos escritos en los cuales se establecen normas, entre las cuales se han generado para la Automatización de S/E.

La existencia de una norma IEEE no implica que no haya otras maneras de producir, probar, medir, comprar, vender o proporcionar otros bienes y servicios relacionados con el ámbito de la Norma IEEE. Si no que además en el momento en que una norma es aprobada y publicada, está sujeta a cambios según acontecimientos respecto al estado del arte y observaciones recibidas por los usuarios de la norma. Los comentarios cuando se realiza la revisión de las Normas IEEE, son bienvenidos y no importa el ente o parte interesada, independientemente de la composición y aplicación de la norma. Las sugerencias de cambios en los documentos que estipulan la norma deben presentarse en forma de una propuesta de modificación del texto, junto con una adecuada argumentación.

Esta introducción parte del Std IEEE 1379-1997. Este protocolo se recomienda para comunicaciones de datos entre DEI's, las UTR y los Autómatas Programables (PLCs), en una S/E¹¹.

¹¹ Lineamientos de Automatización y Control de Sistemas de Distribución Eléctrica [en línea]. 2009 [consultado 04 de Febrero de 2011]. Disponible en internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCPVTRCvthCnqdy qLhhyCPPSPQifb7>

La documentación existente comenzó con el objetivo de proporcionar foros para los proveedores y usuarios de dispositivos "inteligentes", para así debatir sobre los planteamientos comunes del intercambio de datos con diálogo avanzado. Los miembros decidieron encuestar, revisar y evaluar los protocolos de comunicaciones y las normas, así como los asistentes al foro los cuales también revisaron dichas normas, y dieron como resultado que las normas cumplan con la **Interoperabilidad**.

Hay constantes esfuerzos en el comité IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), así como en la IEC y CIGRE para buscar más compatibilidad entre los dispositivos mediante las normas de comunicación. Esto está siendo promovido e implementado por muchos grupos de la industria, consultores y proveedores que ven los beneficios de la compatibilidad.

En esta filosofía se presenta un conjunto uniforme de directrices para las comunicaciones e interoperabilidad de Dispositivos Electrónicos Inteligentes (DEI's) y Unidades Remotas de Telecontrol (UTR's) aprobados para ser usados en una Subestación Eléctrica.

IEEE, no establece una que deba haber una comunicación única estándar. En su lugar, se proporciona un subconjunto limitado de dos protocolos de comunicación para fomentar la comprensión y oportuna aplicación. El propósito de esta norma es ilustrar prácticamente que se eliminarán los tiempos muertos y la necesidad de implementar esfuerzos en crear una interfaz en sus equipos y generar un proyecto que ponga un alto sobrecosto en el diseño de las Subestaciones Eléctricas, y que se tengan los conceptos básicos de comunicaciones de los DEI's, UTR's o PLCs, así como el concepto general del Control y Adquisición de datos en sistemas (SCADA) y su estación maestra.

Los protocolos son plenamente especificados, con referencias cruzadas para que los usuarios y desarrolladores puede elegir uno o el otro, basada en las exigencias de un sistema o aplicación de productos.

La DNP (Distributed Network Protocol), fue desarrollada por Harris Canadá (anteriormente Westronic, Inc.) a fin de estabilizar la expansión de protocolos usados para comunicarse entre SCADAs, UTR's o PLCs y una variedad de artefactos electrónicos. La DNP es un protocolo desarrollado con base en la IEC 60870-5, pero extendido y/o modificados para acomodarse a las normas Americanas con mayor preferencia, pero siempre teniendo en cuenta la documentación elaborada en la IEC 60870-5. La DNP usa específicamente su protocolo con las tres capas 1, 2, y 7 de los protocolos industriales ISO/OSI para

comunicaciones. Está diseñado específicamente para adquisición de datos y aplicaciones de control, centra su aplicación e información en el área de servicios eléctricos de transmisión de datos¹².

1.3.2.2 Filosofía IEC (resumen de normas). La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), fue creado para desarrollar normas de protocolo de telecontrol, tele protección y las telecomunicaciones para servicios eléctricos y sistemas.

En 1996 el Comité técnico 57 de la IEC comienza a trabajar con el mismo objetivo en la IEC61850 y en 1997 los dos grupos acuerdan trabajar juntos en la consecución de un estándar internacional cuyo resultado es la actual norma IEC61850. El objetivo de la norma IEC61850 es combinar DEI's de los diferentes fabricantes, no solo buscando interoperabilidad entre funciones y elementos sino un manejo uniforme de todo el sistema y la armonización de las propiedades generales del sistema. Por este motivo la norma no solo cubre los aspectos de comunicaciones si no de también las características de las herramientas de ingeniería, indicadores para la gestión de la calidad y gestión de la configuración.

La presente norma describe brevemente los propósitos, objetivos y alcances de la norma IEC61850, haciendo una pequeña historia de la misma y de su relación con la propuesta UCA.

Define las funciones de protección utilizando “nodos lógicos” que se componen a su vez por datos, que representan alguna aplicación específica. División en niveles de las diferentes funciones de aplicación que componen un SAS (Substation Automation System), tales como: Supervisión, control, protección, monitorización, supervisión de las comunicaciones y sus interrelaciones y comunicaciones entre estas diferentes funciones. Así como la arquitectura de comunicaciones del sistema y definición de los interfaces del sistema entre los distintos nodos lógicos. La utilización de lenguajes descriptivos basados en XML para definir tanto las capacidades de un elemento como los datos necesarios de su posición y función dentro del unifilar.

¹² Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 10 de Marzo, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/81/1/T-ESPE-37.PDF>

Describe diferentes tipos de subestaciones, indicando en cada caso su estructura de buses de comunicaciones, interfaces, funciones usadas y los nodos lógicos más frecuentes en ellas.

la norma exige requerimientos de ingeniería, desde los parámetros que intervienen en el sistema hasta las herramientas de ingeniería necesarias, para automatizar el proceso de diseño de subestaciones. Tales como: Herramientas de diseño de proyecto, herramientas de parametrización y herramientas de configuración.

La arquitectura de protección y control de subestaciones inteligentes, se guía sustancialmente por la arquitectura de una subestación clásica, por la integración de los equipos programables de protección y control, así como por el equipo IHM local, el enlace con telemando y por las comunicaciones establecidas entre ellos.

Esto ha influenciado en la realización de proyectos de ingeniería dando paso, junto a los esquemas unifilares y desarrollados tradicionales, a la definición de las funciones lógicas realizadas por los nuevos equipos, la definición de las redes de comunicaciones y los protocolos de comunicaciones empleados.

Hasta ahora los fabricante de equipos de protección y control han desarrollado sus equipos, organizando sus funciones y empleando los protocolos de comunicaciones de una manera no coordinada, lo que genera tanto a la hora del proyecto como a la hora de la explotación de la instalación, problemas de integración de equipos de diferentes fabricantes.

El propósito durante muchos años ha sido definir una arquitectura de comunicaciones que permitiera una integración sin muchos costos, al requerir un equipo DEl's lo cual es un elemento de muy alto nivel, y así lograr una infraestructura que sea independiente del fabricante y que permita a los elementos de varios fabricantes ser integrados conjuntamente. Con este fin en 1994 la EPRI y la IEEE comienzan a trabajar, dentro del proyecto UCA (Utility Communications Architecture) en la definición de una arquitectura de comunicaciones para el bus de comunicaciones de la subestaciones.

1.3.2.2.1 Estándar en Aplicación de Interfaces Programadas, en la Supervisión de Sistemas de Energía - Integración Aplicativa en Utilidades Eléctricas. Esta norma es parte de la norma IEC 61970, que define un programa de aplicación de interfaces para un Sistema de Gestión de la Energía.

Esta norma internacional determina un componente de la especificación de interfaz (CEI) para la energía en programas de aplicación de sistemas de gestión para interfaces. Esta parte de la norma IEC 61970 especifica el formato y las normas para la producción de una forma legible por máquina del Modelo de información común (CIM) como se especifica en la norma IEC 61970-301. En él se describe un vocabulario CIM para apoyar la facilidad de acceso a datos y la semántica asociada CIM.

La norma IEC 61970 admite un mecanismo para aplicaciones de proveedores independientes de acceso a la CIM de metadatos en un formato común y con los servicios estándar con el fin de posteriores CIM de acceso a datos. Los objetivos secundarios son para proporcionar capacidades de control de versiones de la CIM y un mecanismo que es fácilmente extensible para soportar las necesidades específicas del sitio. La propuesta de solución¹³:

- Es a la vez de lectura mecánica y legible, aunque se destinen directamente al acceso mediante programación.
- Se puede acceder usando cualquier herramienta que apoya el Document Object Model (DOM) interfaz de aplicación del programa
- Se autodescribe.

1.3.2.2.2 Estándar de Seguridad en Comunicación y Datos-Comunicaciones Asociadas al Control de Sistemas de Potencia. IEC 62351-8 Power System Control and Associated Communications - Data and Communication Security / Application program interface (EMS-API).

¹³ SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301, Common Information Model (CIM) Base. IEC Std. 61970-301. Geneva 20: IEC, 2011. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61970-301%7Bed1.0%7Den.pdf

- Esta parte de la norma IEC 62351, que es una especificación técnica que define cómo proporcionar la confidencialidad, la detección de manipulación, y la autenticación de nivel de mensaje para SCADA y de telecontrol a protocolos que hacen uso de TCP / IP como capa de transporte de mensajes. Aunque hay muchas soluciones posibles para garantizar el TCP / IP, el alcance concreto de esta parte es proporcionar seguridad entre entidades, en la comunicación en los dos extremos de una conexión TCP / IP dentro de entidades de comunicación. El uso y la especificación de intervención externa en dispositivos de seguridad (por ejemplo, "bump in the wire") se consideran fuera del ámbito de aplicación de esta técnica.
- La norma IEC 62351 también especifica cómo asegurar los protocolos TCP / IP a través de las limitaciones en la especificación de los mensajes, los procedimientos y los algoritmos de Transport Layer Security (TLS) (definida en el RFC 2246), para que sean aplicables al entorno de telecontrol de IECTC 57. Se pretende que esta especificación se use de referencia como parte de otras normativas IEC TC57 estándares que tienen la necesidad de garantizar la seguridad de su protocolo TCP / IP. Sin embargo, corresponde a las iniciativas de seguridad individuales del protocolo para así decidir si esta técnica de condiciones cumple.
- Esta parte refleja los requisitos de seguridad de la IEC TC 57 protocolos. En caso de que otras normas presenten nuevos requisitos. La audiencia inicial de esta especificación es la intención de ser los miembros de los grupos de trabajo en el uso del desarrollo o realización de los protocolos dentro de IEC TC 57. Para las acciones descritas en esta especificación surta efecto, deben ser aceptados y que hace referencia a las especificaciones para los propios protocolos, donde los protocolos hacen uso de TCP / IP. Esta especificación es por escrito para ese proceso, la audiencia posterior de esta especificación es la intención de ser los desarrolladores de productos que implementen estos protocolos.
- Los perfiles que incluyen MMS, Esta parte de la norma IEC 62351 especifica los procedimientos, las extensiones de protocolo, y los algoritmos para facilitar la obtener la ISO 9506 - Fabricación de especificación del mensaje (MMS) las aplicaciones basadas en esta especificación técnica se hace referencia como parte de otras normativas IEC TC 57, normas que tienen la necesidad de utilizar MMS de forma segura.
- Esta especificación técnica representa un conjunto de especificaciones de seguridad obligatorios y opcionales que se aplicarán para las aplicaciones

cuando se utiliza la norma ISO / IEC 9506 (Fabricación de automatización Especificación).

NOTA: En el ámbito de aplicación de la norma IEC TC 57, hay dos normas identificadas que pueden verse afectados: IEC 61850-8-1 e IEC60870-6.

Esta especificación contiene un conjunto de especificaciones que han de ser utilizados por las normas de referencia con el fin de asegurar la información transferida al utilizar MMS. Las recomendaciones se basan a los protocolos específicos de comunicación perfil utilizado para transmitir información MMS.

IEC 61850-8-1 e IEC 60870-6, hace uso de MMS en un mecanismo orientada a la conexión en 7 capas. Cada una de estas normas se utiliza en cualquiera de los perfiles de OSI o TCP.

El objeto de esta norma es la audiencia inicial de esta especificación, con la intención de ser los miembros de los grupos de trabajo o de hacer uso de los protocolos dentro de IEC TC 57. Para que las acciones descritas en esta especificación surta efecto, deben ser aceptados y que hagan referencia a las especificaciones para los propios protocolos, en donde los protocolos hacen uso de la norma ISO 9506. Este documento es escrito para habilitar este proceso. [13].

La IEC62351 especifica también mensajes, procedimientos y algoritmos para una operación segura de todos los protocolos basado en una derivación de ka estándar IEC61850¹⁴.

1.3.2.2.3 Lenguajes de Programación Estándar para Controladores Programables usados en S/E. El estándar internacional IEC 61131-3, es una colección completa en lenguajes de programación.

Parte 3: Lenguajes de Programación. Define como un conjunto mínimo, los elementos básicos de programación, Reglas sintácticas y semánticas para los

¹⁴ SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Power systems management and associated information exchange – Data and communications security. Part 1: Communication network and system security – Introduction to security issues. IEC Std 62351-8. Geneva 20: IEC, 2007. 6 P. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec62351-1%7Bed1.0%7Den.pdf

lenguajes de programación usados comúnmente, incluyendo los lenguajes gráficos de Diagrama de Escalera y Diagrama de Bloques de Funciones y los lenguajes textuales de Lista de Instrucciones y Texto estructurado. Así como sus principales campos de aplicación, pruebas aplicables y los medios por los cuales los fabricantes pueden expandir o adaptar esos conjuntos básicos a sus propias implementaciones de controlador programable¹⁵.

El IEC 61131-3 un recuso de programación estándar.

IEC 61131-3, es el primer esfuerzo real para estandarizar los lenguajes de programación usados en para la automatización industrial. Con su soporte mundial, es independiente de una sola compañía.

Tipos de Datos.

Los tipos de datos comunes son: Boolean, Integer, Real, Byte y Word. También Date, Time_of_Day y String. Basado en ellos, uno puede definir sus propios tipos de datos, llamados “tipos de datos derivados”.

Variables.

Las variables son únicamente asignadas a direcciones de hardware explícitas (por ejemplo entradas y salidas) en la configuración, recursos o programas. De esta manera se le da a los programas una independencia de alto nivel del hardware, soportando el re-uso del software.

El enfoque (visibilidad) de las variables es normalmente limitado a la unidad de organización en la cual son declaradas (por ejemplo: local). Esto significa que sus nombres pueden ser usados nuevamente sin ningún conflicto en otras partes, eliminando otra fuente de errores. Si las variables requieren un alcance global, deben ser declaradas como tales. Los parámetros pueden recibir un valor inicial al arranque y al reinicio “en frío”, con objeto de asegurar su valor correcto al inicio de la ejecución de los programas.

Configuración, recursos y tareas. Para entender mejor esto, es conveniente ver el modelo de software, tal como se define en el estándar:

¹⁵ SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Programmable controllers – Part 3: Programming languages. IEC Std. 61131-3. Geneva 20: IEC, 2003. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61131-3%7Bed2.0%7Den.pdf

Al nivel más alto, el software completo que se requiere para solucionar un problema de control particular puede ser formulado como una configuración. Una configuración es específica a un sistema de control particular, incluyendo el arreglo del hardware, recursos de procesamiento, direcciones de memoria para los canales de entrada/salida y otras capacidades del sistema.

Dentro de una configuración, se pueden definir una o más tareas. Estas tareas controlan la ejecución de un conjunto de programas y/o bloques de función. Las tareas pueden ser ejecutadas periódicamente o a la ocurrencia de algún evento disparador, por ejemplo el cambio en una variable.

Los programas están constituidos por diferentes elementos de software escritos en cualquiera de los lenguajes definidos por IEC. Típicamente un programa consiste de una red (network) o funciones y bloques de función que son capaces de intercambiar datos. Las funciones y los bloques de función son los bloques de construcción básicos y contienen una estructura de datos y un algoritmo.

Un PLC convencional: Este utiliza recursos corriendo una tarea, corriendo un programa. IEC 61131-3 le agrega a esto mucho más, haciéndolo abierto a mayores capacidades tales como multiprocesamiento y conducción por sucesos.

Unidades de organización del programa.

En IEC 61131-3, los Programas, Bloques de Función y Funciones son llamados Unidades de Organización de Programa (program organization units o POU).

Funciones

IEC define Funciones Estándar y Funciones Definidas por el Usuario. Las funciones estándar son por ejemplo: ADD (suma), ABS (absoluto), SQRT (cuadrado) SIN (seno), etc. Las funciones definidas por el usuario (basadas en las funciones estándar), una vez definidas pueden ser re-usadas una y otra vez.

Bloques de Función (Function Blocks FBs). Los Bloques de Función son los equivalentes a los circuitos integrados y representan una función de control

especializada. Contienen datos así como el algoritmo así que pueden conservar información de su estado. Esto las diferencia de las funciones.

Nota: Una función siempre da la misma salida para las mismas entradas. Un bloque de Función no, ya que puede tomar en cuenta como llegó a su estado actual.

Los Bloques de Función cuentan con una Interface bien definida y su parte interna oculta. Esto es actúan como una caja negra. Esto permite una clara separación entre diferentes niveles de programadores o personal de mantenimiento.

Un lazo de control de temperatura, o un PID es un excelente ejemplo de un Bloque de Función. Una vez definido puede ser usado una y otra vez en el mismo programa, diferentes programas o diferentes proyectos, es decir son reusables.

Los bloques de Función pueden ser escritos en cualquiera de los lenguajes definidos por el estándar IEC y en muchos casos incluso en “C”. También pueden definirse por el usuario, basados en los existentes, obteniéndose así los Bloques de Función derivados.

1.3.2.2.4 Descripción del Lenguaje de Programación Estándar CFC (Gráfico de Funciones Continuas) usado para programar el Controlador de la S/E (IEC 61131-3). El Lenguaje de Programación CFC (Gráfico de Funciones Continuas), es un lenguaje que permite interconectar gráficamente las funciones complejas. En el lenguaje de programación CFC se programa interconectando gráficamente las funciones existentes. No es necesario programar numerosas funciones estándar, puesto que se dispone de librerías que contienen bloques predefinidos (p.ej. para funciones lógicas, aritméticas, de regulación y de procesamiento de datos). Para poder utilizar el lenguaje CFC no se requieren conocimientos especiales de programación o sobre sistemas de automatización, lo que permite concentrarse en la técnica¹⁶

¹⁶ SICAM SAS. Substation Automation System [en línea]. 1998. [consultado 20 de Noviembre de 2010]. Disponible en internet: http://www.okosis.com/Downloads/Lib/SicamSAS/SAS_GettingStarted.pdf

Concepto General.

En este apartado se explican las reglas fundamentales de configuración de los bloques para automatizar la S/E bajo la Norma IEC 61131-3, con el modelo que ofrece programar con el método de Automatizar la Estación de Protección y Control usando CFC.

Para efectuar las órdenes de activar/desactivar salidas, en la Estación de Protección y Control se llaman Comandos. Cada bloque que se cree en la Estación de Protección y Control debe tener un comando, que será activado por orden de cada bloque correspondiente.

En el siguiente cuadro 2, se nombra los comandos que debe tener la estación de ingeniería para ordenar que un comando se active o desactive.

Cuadro 2. Comandos de la estación de protección y control

Ítem	Nombre	Función
1	AUTHORIT	Comando de Autorización
2	CRCOM	Comando de Derivación
3	PC	Comando de Pulso
4	CC	Salida Persistente
5	SPC	Valores Programados en forma Digital
6	TAP	Comando para que el Transformador setee los TAP
7	SPCA	Valores Analógicos Programados
8	LABEL	Comando de Etiquetar
9	COMM_CP	Comando de Salida para los Módulos CP
10	COMM_MCP	Comando de Salida para los Módulos MCP
11	MUX_COMM	Comando de Multiplexar
12	SELC	Comando de Control para el CFC
13	DISLOCK	Cancelación del Interlock

Fuente: SICAM SAS., SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Realizando una Buena configuración de las reglas de programación en el CFC, se puede evitar crear una incorrecta información y así no permitir que los datos se pierdan. Programando en bloques se puede determinar una única asignación para que la información del SAS de las entradas y las salidas de cada bloque del CFC tengan su respectiva prioridad.

Estructura para el procesamiento de los datos en la Estación de Protección y Control.

El procesamiento de los datos en la Estación de Protección y Control tiene una estructura definida. Esta estructura se define subdividiendo y separando la posición de la estructura de los bloques. Ellos contienen la información de los ítems y alguna información complementaria como estampa de tiempo, estado de los niveles, causas etc. La única posición de la estructura de bloques permite redireccionar varios sub-ítems de la información sin que la Estación de Protección y Control desmejore la estructura del procesamiento de los datos.

La estructura para el procesamiento de los datos de la Estación de Protección y Control ayuda en el área estructural de la memoria principal del Control. La información de los ítems y la información suplementaria asociada se guarda en un grupo junto la forma de cómo esta guardada la información del SAS y distribuida con toda información disponible del sistema.

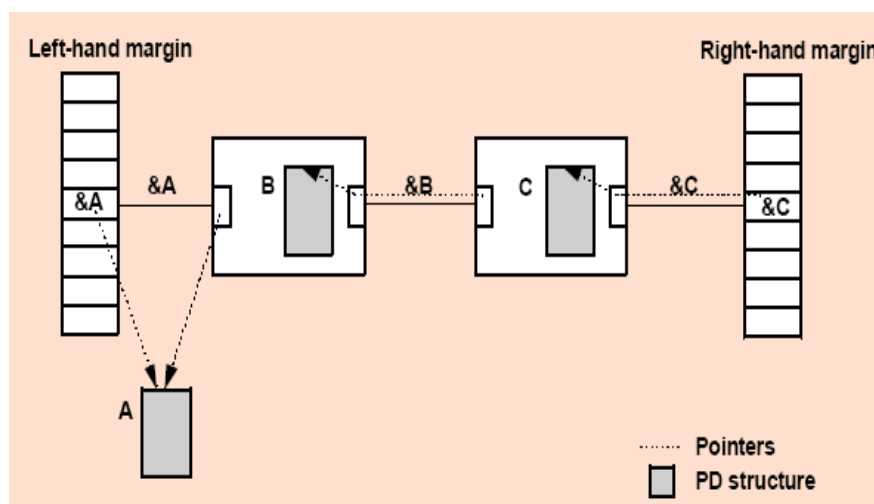
Los datos del proceso (Indicaciones, Comandos etc) que se procesan en el CFC pueden consistir de una o más bloques con datos estructurados. Dependiendo del tipo de información se debe filtrar para llevarlo a la salida, varios bloques diferentes del CFC puede ser usados para filtrar la información parcial requerida desde la información del SAS y esta salida quede activa.

El bloque estructurado para procesar los datos, es llamado ítem y es el que contiene la información del SAS en la Estación de Protección y Control. Cada ítem de la información del SAS es almacenado en una cierta posición de la memoria principal del Controlador. Esta posición es asignada a una única dirección y puede ser identificada fácilmente.

Cuando se en-ruta la información del SAS a través del CFC, se etiquetan con un método llamado por punteros, que se refiere a una dirección única del bloque para que fácilmente sea identificado dentro de la estructura del SAS, y reducir considerablemente la congestión en la transferencia de los datos desde los bloques del CFC o prioridad de clases a la ítem de la SAS.

A continuación en la figura 16, se muestra un ejemplo de la transferencia de datos usando punteros.

Figura 16. Acceso a la estructura de los datos usando punteros [bloques de función de la estación de protección para una SAS por CFC]



Fuente: SICAM SAS, SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Tipos de datos en el CFC.

Las entradas y salidas de los bloques de la Estación de Protección y Control procesan diferentes tipos de datos dependiendo del tipo de señal de la entrada o la salida. Los posibles tipos de datos se muestran a continuación:

- **BOOL (BO).**
- **BYTE (BY).**
- **WORD (W).**
- **DWORD (DW).**

- **INTEGER (I).**
- **REAL (R).**
- **TIME (TI).**

DWORD (DW) format.

Una variable de tipo **DWORD** (Doblé Word) es aquella que tiene 32 bits. En el siguiente cuadro 3, se muestra la parametrización directa de una variable.

Cuadro 3. Variable tipo DWORD.

Value range from ... to	Input format (default: hex 16#..)	Representation in the chart
0 to 4294967295 dec. 0 to FFFFFFFF hex.	14C08	16#14C08
	16#14C08	16#14C08
	10#85000	16#14C08
	2#10100110000001000	16#14C08

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Parametrización de las entradas y las salidas. Las entradas y las salidas de los bloques del CFC, se puede permitir reconocer y generar los tipos de datos por una abreviatura obtenida de cada tipo de dato a procesar. Las entradas que más se combinan con cualquier salida son las que son del mismo tipo. En cualquier caso se debe parametrizar adecuadamente la dirección de las entradas y las salidas para permitir que el bloque del CFC entienda el formato y que no dependa del tipo de dato que le llega¹⁷.

Para parametrizar las entradas de los bloques del CFC directamente, se procede a realizar lo siguiente:

- Marcar la entrada a ser parametrizada.
- Con el cursor del Mouse marcar el área y abra las propiedades I/O, se abre una caja de dialogo con las propiedades del objeto.

¹⁷ Ibid., p. 20.

- Ingrese el valor requerido en el campo para el valor de entrada.
- Confirme el valor ingresado con OK.

Chequear los ítems de la información del SAS. Esta sección describe como la información del SAS (bloque para el procesamiento de la estructura de datos) es chequeada en la entrada:

- Se escanea la información del SAS que está entrando, si la información no existe o no se puede comparar, se termina el proceso, este es abortado.

Conceptos a tener en cuenta para realizar el procesamiento de los comandos. El procesamiento de los comandos en el CFC incluye las siguientes funciones:

- Chequear los comandos y los interlock.
- Autorización de Comandos (Autorización del Swicheo).
- Eventos de los Interlocks.
- Chequear la dirección del swicheo.
- Swichear el Interlock.
- Issuing command jobs to command output.

Command jobs: Los Command jobs están divididos en dos grupos:

- Comandos del Proceso.
- Comando internos del sistema.

Comandos del Proceso. Los comandos del Proceso incluyen todos los comandos que van directamente a las salidas. Los equipos de la Subestación y lo cause algún cambio en el estado del proceso. Están incluidos los siguientes:

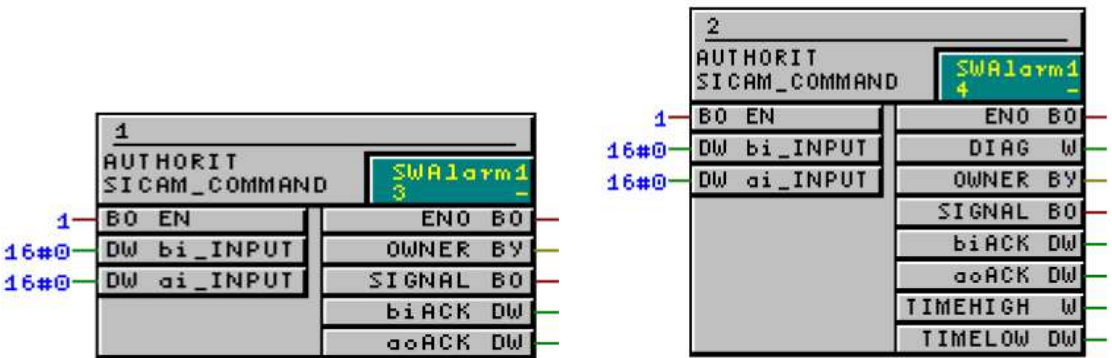
- Comando de Swicheo: El control del Interruptor, desconectores, y switches a tierra.
- Comandos Setear los TAP: Para subir o bajar los TAP en un Transformador.
- Comandos de ajuste: Control de reactancias para supresión de arcos eléctricos.

Comandos Internos del Sistema. Los Comando Internos del Sistema, no causan cambios directos en las salidas físicas del proceso. Son usados para ajustar funciones internas del sistema. La información de los cambios de estado se reconoce, pero no afectan las salidas.

Tipos de comandos usados en el CFC para automatizar la S/E. A continuación se nombran y explican algunos de los comandos básicos del CFC para automatizar una S/E¹⁸.

AUTHORIT – Comando de Autorización.

Figura 17. Bloque Authorit, bloque por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

La función del bloque (Authorit), es chequear la autorización de un comando. Este bloque verifica si una indicación proviene del HMI, y swichea la indicación para enviarlo al siguiente bloque, es decir deja que el dato pase de bloque en bloque hasta llegar a una salida. De lo contrario si la dirección no concuerda con su base de datos no deja pasar el dato al siguiente bloque.

¹⁸ Ibid., p. 35.

Cuadro 4. Estructura del bloque Authorit Command

Name	Data type SIM des.	Function/note	Default
EN	BOOL	This input activates the block. The assignment of the input is passed on to the output ENO. 0 = Block deactivated 1 = Block deactivated	1
bi_INPUT	DWORD SP	A pointer to a single indication triggering the switching authority is set from this input. CLE = local RAI = remote Note: Must be connected, if ai_INPUT is not connected, i.e. the input is connected with the left-hand margin of the CFC!	0
ai_INPUT	DWORD SA	A pointer to a switching authority command is set from this input. It consists of a process data structure block. Command structure element: 0: Command from control Note: Must be connected, if bi_INPUT is not connected, i.e. the input is connected with the left-hand margin of the CFC!	0

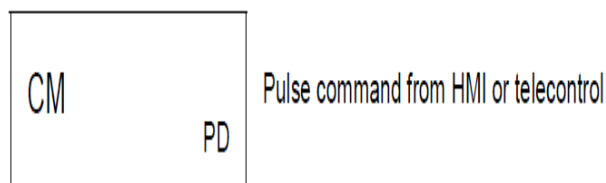
Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Estructura del comando.

Input ai_INPUT.

The command structure block (CM) at the input ai_INPUT of the AUTHORIT block consists of a process data structure block. The source can be HMI or a telecontrol telegram.

Figura 18. Estructura de las entradas del bloque Authorit



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Output aoACK. The command structure block of the output aoACK of the AUTHORIT block consists of two process data structure blocks. The destination is the command sender.

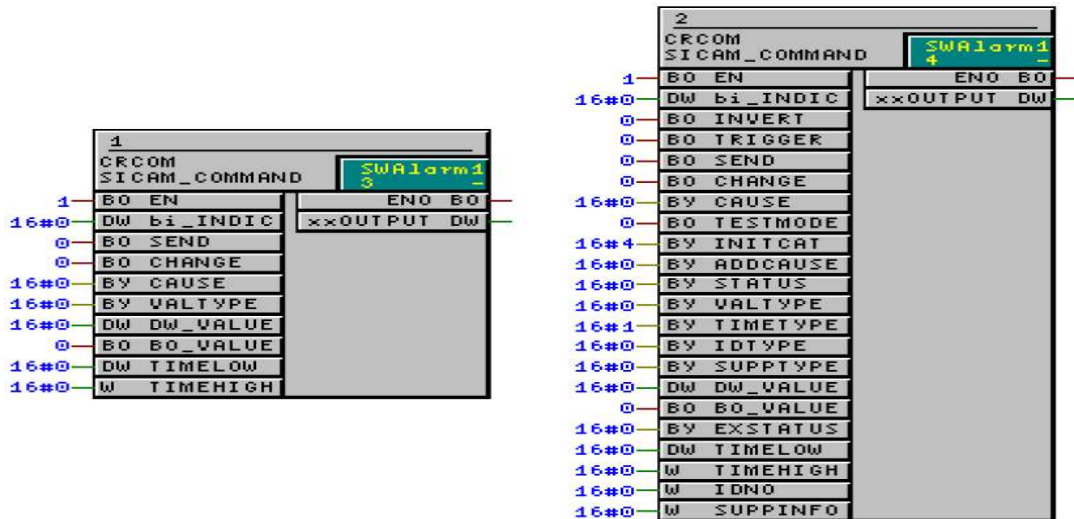
Figura 19. Estructura de las salidas del bloque Authorit

BF	PD	Acknowledgment of the command output to the command sender
BFE	PD	Acknowledgment of the command termination to the command sender

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

CRCOM – Comando de Derivación.

Figura 20. Bloqué CRCOM por defecto, y bloque completo



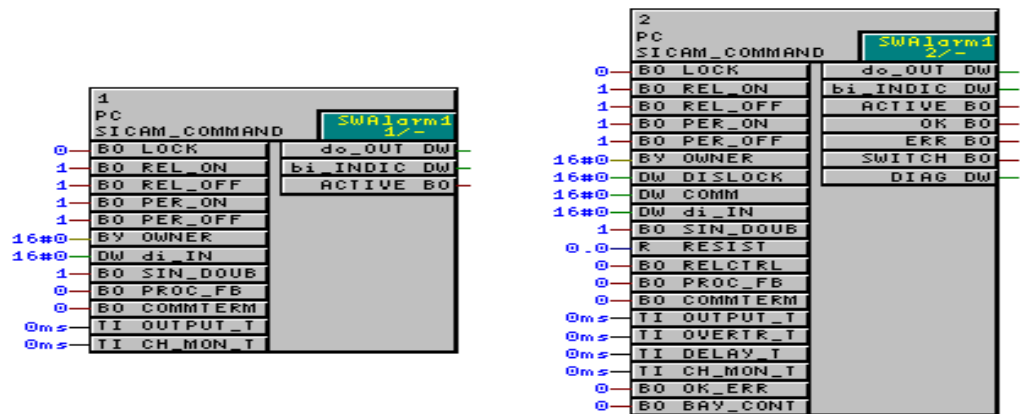
Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

La función del bloque CRCOM, genera una estructura de comandos ordenar indicaciones, comandos, mediciones y valores generados por los eventos. El comando de derivación depende de la conexión de un bloque de entrada. Tres entradas están disponibles para swicheo y una más para conexión¹⁹.

¹⁹ Ibid., p.40.

PC – Comando de Pulsos.

Figura 21. Bloque PC por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Con el bloque PC, se puede comandar los I/O mediante pulsos. Los eventos que ocurren en la S/E, se pueden parametrizar para programar interlocks. Los permisos dentro de la S/E se elevan de acuerdo a la prioridad y cualquiera contiene y puede causar un interlock.

Estructura Del Comando.

The command structure block (CM) at the input of the PC block consists of the following data structure blocks:

Input.

Figura 22. Estructura de las entradas del bloque PC

CM	PD	Pulse command from HMI or telecontrol
CO	I/O	Acknowledgment input from CO modules
CR	I/O	Acknowledgment input from CR modules
DI	I/O, PD	Acknowledgment input from DI modules and indication input (spontaneous and GA)

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Output.

The command structure block (CM) at the output of the PC block consists of the following data structure blocks:

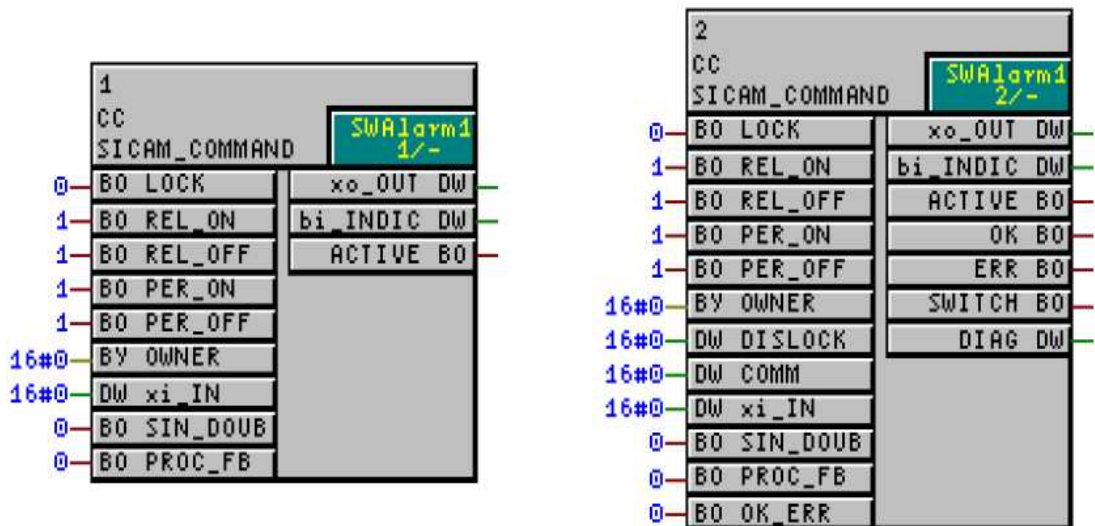
Figura 23. Estructura de las salidas del bloque PC

DI	I/O	Command output via DI module
CR	I/O	Command output via CR module
CO	I/O	Command output via CO module
BF	PD	Acknowledgment of command output to the command sender
RM	PD	Acknowledgment of command feedback to HMI and telecontrol; spontaneous indication
BFE	PD	Acknowledgement of command termination to command sender

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

CC – Comando de Persistencia.

Figura 24. Bloque CC por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

En el bloque CC se pueden generar comandos persistentes con módulos de I/O. algunas veces el modulo CO se puede parametrizar en modo digital. Los Interlocks que se generan en la S/E también pueden ser parametrizados²⁰.

Estructura Del Comando.

Input.

The command structure block (CM) at the input of the CC block consists of the following data structure blocks:

Figura 25. Estructura para la entrada de datos del bloque CC

CM	PD	Pulse command from HMI or telecontrol
CO	I/O	Acknowledgment input from CO modules
DI	I/O, PD	Indication input from DI modules (spontaneous and GI)

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Output.

The command structure block (CM) at the output of the CC block consists of the following data structure blocks:

Figura 26. Estructura para la salida de los datos del bloque CC

CO	I/O	Command output via CO module
BF	PD	Acknowledgment of the command output to the command sender
RM	PD	Acknowledgment of the command feedback to HMI and telecontrol; spontaneous indication
BFE	PD	Acknowledgment of command termination to command sender

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

²⁰ Ibid., p. 45.

Indicaciones.

Concepto General. En esta sección se explicara que son las indicaciones en la Estación de Protección y Control usando CFC, que es el lenguaje normalizado para Automatizar S/E.

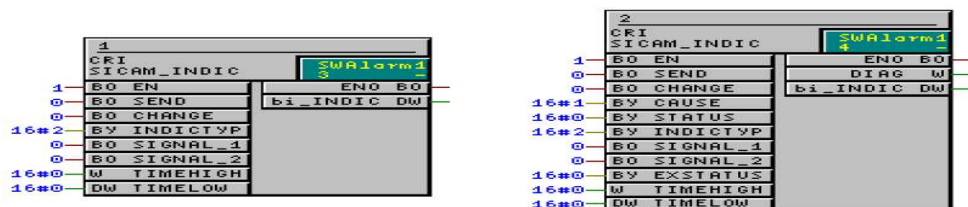
La forma como el CFC procesa lo datos cuando son indicaciones es la siguiente:

- Indicadores de derivación
- Indicadores de división
- Indicadores de conversión
- Indicadores de combinación (Indicación para formar grupos)
 - Función OR
 - Función AND
- Indicación de Inversión
- Indicación de retardo
- Indicación de comparación
- Indicación de la posición del TAP del Transformador
- Indicación del Bit patrón
- Derivación de Interlocks

Tipos de Comandos usados en el CFC para Automatizar la S/E.

CRI – Creador de Indicación.

Figura 27. Bloque CRI por defecto y bloque completo

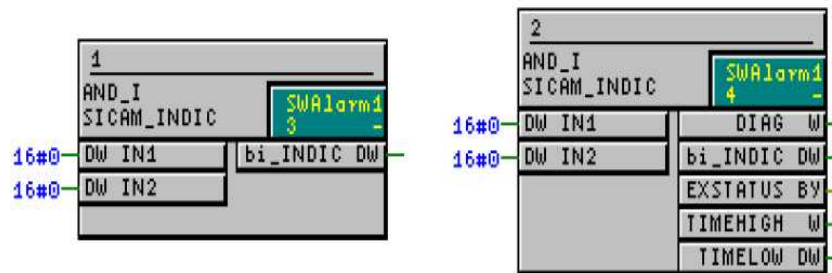


Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Con el bloque CRI, se pueden crear simples, dobles o indicadores en grupos. La indicación creada por el bloque es enviada cada vez que el valor es enviado o ha cambiado de acuerdo al cambio en la entrada²¹.

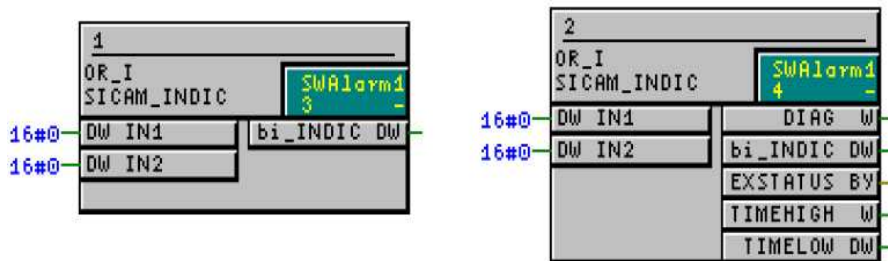
AND_I and OR_I – Indicación de Combinaciones Lógicas.

Figura 28. Bloque AND_I por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Figura 29. Bloque OR_I por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Con estos bloques el programa puede combinar de 2 a 120 indicaciones lógicas sencillas o dobles para formar indicadores en grupos. Por defecto los bloques se combinan con dos terminales.

Si se genera una tabla se pueden llamar funciones con un número de terminales tal que se generen 120 entradas genéricas (I/O) al bloque. El bloque combina Indicaciones con valores lógicos, por ejemplo: Se forman valores con unos (1) lógicos, así: se toma el valor del Indicador parámetro en formato (double) 01, los 8

²¹ Ibid., p. 50.

bits de cada byte se pueden combinar y generar un nuevo valor lógica en formato (double), el resultado será un puntero, que le indica al SAS que información debe llevar a la salida. El resultado siempre se indica en formato (double). La razón es que por la transmisión (CAUSE) siempre verifica el dato para indicar como Label.

Operación AND.

Cuando todos los Indicadores están en Set, significa que es un Indicador grupal (en Alto). Si el primer Indicador combinado se limpia, significa que todo el grupo debe ser reseteado, el bloque AND no transmite, si todas las Indicaciones no han sido recibidas.

Operación OR.

Tan pronto como la primera combinación de Indicadores está en set, todo el grupo se pone a Set. Cuando la combinación ha sido borrada, todo el grupo es reseteado. E igual que en el caso de la AND, este bloque OR tiene en cuenta todas las entradas para sacar un resultado.

Cuadro 5. Funcionamiento de las entradas en el bloque lógico AND _OR

Name	Data type SIM des.	Function/note	Default
IN1	DWORD SP, DP	The address of an indication structure to be combined is applied at this input. Note: Must be connected, i.e. the input is connected with an item of SAS information!	0
IN2	DWORD SP, DP	The address of an indication structure to be combined is applied at this input. Note: Must be connected, i.e. the input is connected with an item of SAS information!	0
up to			
IN120	DWORD DP	The address of an indication structure to be combined is applied at this input.	0

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS

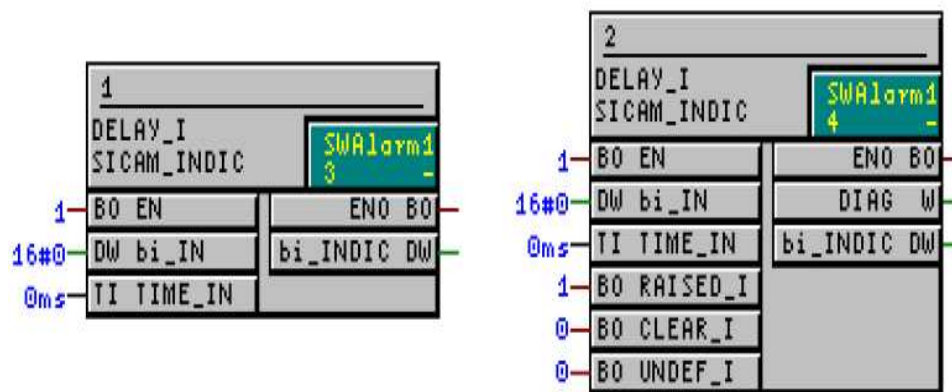
Cuadro 6. Funcionamiento de las salidas en el bloque lógico AND _OR

Name	Data type SIM des.	Function/note
bi_INDIC	DWORD DP	The address of the result indication is applied at this output. Note: Must be connected, i.e. the input is connected with an item of SAS information!
EXSTATUS	BYTE	Extended status byte
TIMEHIGH	WORD	Time stamp bits 0 to 15 of the result indication
TIMELOW	DWORD	Time stamp bits 16 to 47 of the result indication
DIAG	WORD	This input makes the diagnostic information visible (see Appendix A.2).

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

DELAY_I – Indicación de filtro.

Figura 30. Bloque DELAY_I por defecto y bloque completo

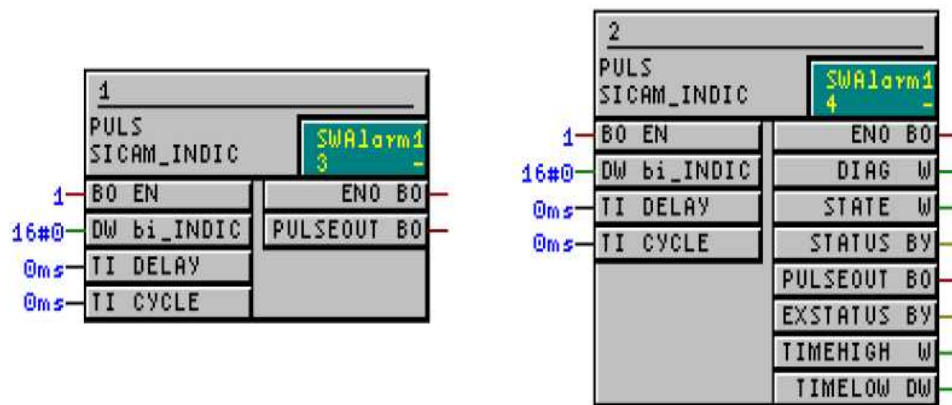


Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Con este bloque son filtrados los datos en formato sencillo, doble, los Indicadores rápidos. A través de entradas (Boolean), RAISED_I, CLEAR_I, y UNDEF_I, se pueden definir con criterio la indicación a filtrar por un tiempo determinado, excepto Indicadores rápidos, estos pueden ser filtrador sin toma tiempo. Si el tiempo de filtrado es parametrizado como cero, la Indicación es rechazada cuando el filtro reciba el dato.

PULS – Convertidor de señales rápidas en pulsos.

Figura 31. Bloque Puls, por defecto y bloque completo

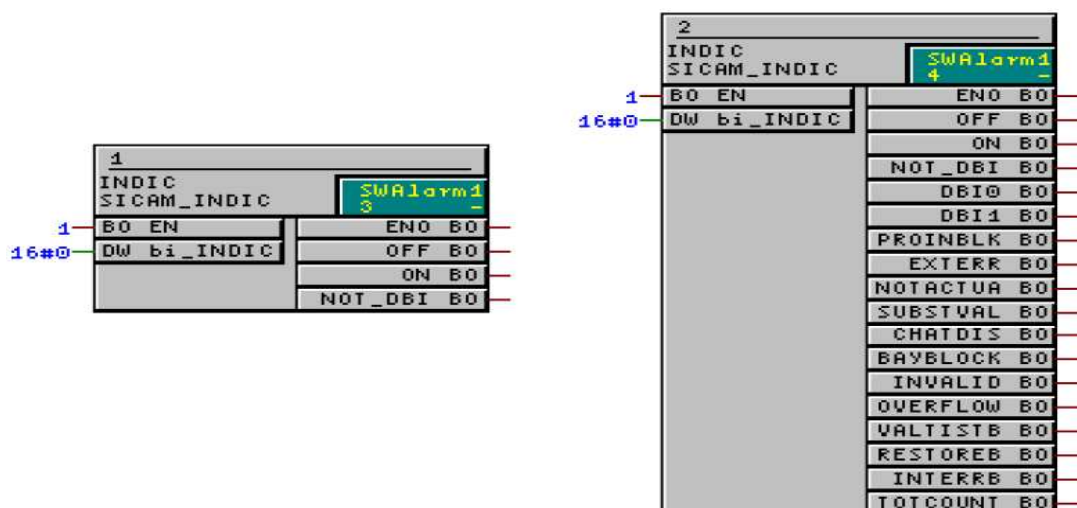


Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

El bloque Puls, se usa para convertir Indicadores rápidos a pulsos en formato Boolean con un los cuales se pueden parametrizar de acuerdo a un rango de longitud. Tan pronto la Indicación rápida es recibida, el Pulso Boolean es generado. La entrada es llevada a un ciclo, en el ciclo se determinan las tareas y las prioridades dentro del bloque para especificar a qué salida debe ir.

INDIC – Interlocks.

Figura 32. Bloque INDIC, Permisivos



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Con este bloque se puede determinar el estado de de una Indicación en formato sencillo o doble. Las salidas Boolean son usadas para implementar las operaciones de Interlocks usando datos Boolean en los bloques lógicos.

Bloques Avanzados.

En este apartado se nombran los bloques avanzados usados en CFC para la Automatización de la Estación de Protección y Control de la S/E.

En el cuadro 7, se muestra los bloques avanzados que sirven para interconectar y procesar los datos de la SAS.

Cuadro 7. Bloques avanzados en CFC

Ítem	Nombre del Bloque	Descripción
1	SASC	Crea los Ítems con la información del SAS.
2	SASS	Accesa a los Componentes de un Ítem del SAS.
3	ARRAY	Acceso selectivo a la estructura de un bloque
4	DIFF	Inicializa el programa en determinado nivel.
5	MEM	Bloque de Memoria
6	TIMER_SW	Timer el cálculo para cada nivel del programa
7	TIMES	Bloque del timer
8	STATS	Selecciona el estatus
9	BLOCK	Bloque para señales Boolean
10	CYCLE	Timer
11	SIGNAL	Convierte los Indicadores en pulsos Boolean
12	ST_SOFT	Inicializa el programa en una clase prioritaria
13	MUX_TEL	Multiplexa las entradas
14	QUEUE	Arrela en filas la información del SAS
15	BLD_ARY	Recoge los datos del SAS

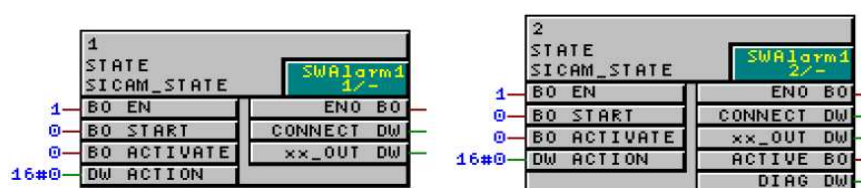
Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS

Petri Network Model.

En este apartado se explican los bloques usados en la Estación de Protección y Control, con estos bloques se puede implementar un modelo de Red de Petri.

- Bloque STATE.
- Bloque TRANS.

Figura 33. Bloque State por defecto y bloque completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

El bloque STATE lleva a cabo las tareas de un estado parametrizable a un Modelo de Red de Petri. La siguiente transición (Bloque TRANS) es conectada con el estado (Bloque STATE) (vía entradas/salidas). El tipo de dato se parametriza con un ACTION, (ver Cuadros 8 y 9). Activar con una entrada procedente de una transición que informe el estado del bloque si está o no activado. Después cada activación del dato que se parametriza es ejecutado. Para dar inicio al State con el Modelo de Red de Petri. Una entrada activa el inicio del bloque State y así sucesivamente.

Cuadro 8. Entradas del bloque STATE

Name	Data type SIM des.	Function/note	Default
EN	BOOL	Enable input	1
START	BOOL	Indicates the start state. Note: Only one STATE block should be defined as the start state.	0
ACTIVATE	DWORD	As soon as this input is activated and the state is active, the parameterized action is executed.	0
ACTION	DWORD	0 = Command OFF 1 = Command ON 2 = Single indication RAISED 3 = Single indication CLEARED 4 = Double indication ON 5 = Double indication OFF 255 = No action	0

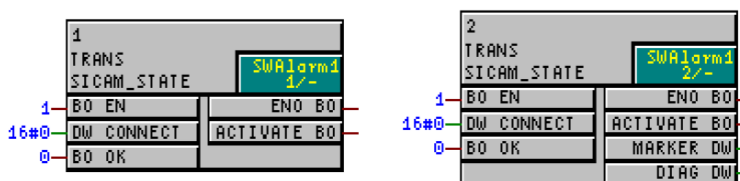
Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

Cuadro 9. Salidas del bloque STATE

Name	Data type SIM des.	Function/note
ENO	BOOL	Enable output
CONNECT	DWORD	This output is connected with the CONNECT input of the TRANS blocks.
xx_OUT	DWORD	Telegram output depending on which action is parameterized, either indication, command, etc. (see ACTION input) (pointer to SAS information)
ACTIVE	BOOL	Indicates when the state is active and has been activated via the START or ACTIVATE input.
DIAG	WORD	Diagnostic information

Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS

Figura 34. Bloque TRANS por Defecto y Bloque Completo



Fuente: SICAM SAS. SICAMPLUS TOOLS CFC BLOCKS.

El bloque TRANS realice la tarea una transición parametrizable de un Modelo de Red de Petri. La transición es conectada con el estado precedente (bloque STATE). Tan pronto como la condición ha sido aprobada, la transición cambia de estado. Esto lo hace con un activador que lleve el dato al siguiente estado (bloque STATE) para que la salida sea activada. Cuando se inicia el programa de interrupción este incluye una clase prioritaria en el bloque TRANS.

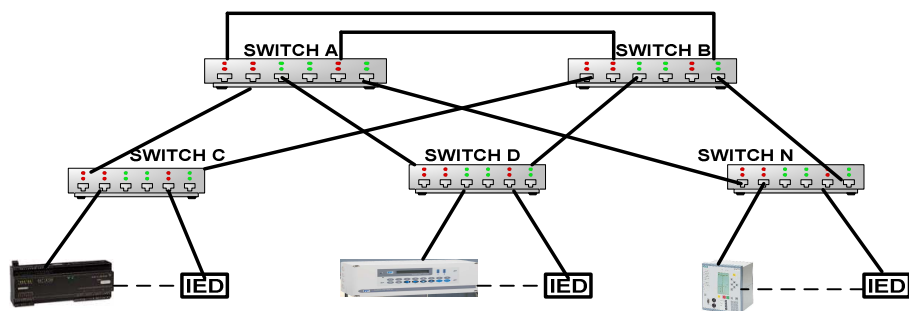
1.3.2.2.4 Normas para las topologías de red. Al decidir adoptar una determinada topología de red para una subestación, se deben considerar como aspectos más críticos para lograr: una adecuada seguridad, confiabilidad, y disponibilidad, es decir un adecuado grado de “tolerancia a fallas” en especial cuando se implementan mensajes GOOSE. Los requerimientos mencionados implican por una parte definir una topología adecuada para alcanzar esos objetivos, pero por

otra parte, es necesario mantener una inversión acorde, obviamente teniendo en cuenta las características de configuración y nivel de tensión de cada estación. Es por ello que la topología que se adopte adquiere una importancia fundamental.

Una de las topologías más utilizadas en subestaciones de nivel de tensión 132 Kv, es la topología en anillo simple, en la cual el switch principal o maestro se ubica en el nivel estación, y los restantes switches se instalan uno por cada campo. Los DEI's de cada campo se conectan a estos switches, quedando conformado un anillo simple entre los switches de campo y el switch a nivel estación. La alternativa a esta topología, siempre en anillo simple, es la instalación de dos switches por campo, como se muestra en la Figura 35, a los cuales se conectan en topología árbol a los DEI's correspondientes a cada campo. Es decir cada uno se conecta a cada uno de los switches, y en caso de falla de un switch, el segundo switch es el que toma la operación a su cargo. Otra topología alternativa es el anillo doble, en el cual cada switch se conecta con doble lazo de FO. Al siguiente switch²².

Si bien en los casos mencionados, se definen anillos físicos entre switches, es importante que no se formen anillos lógicos, ya que esto implicaría que los paquetes de información en la Red quedarían circulando en bucles permanentes. Es por ello que se utilizan protocolos de transmisión de datos que impiden la formación de estos bucles en forma lógica, abriendo el anillo, y formando un árbol con los switches tal como el mencionado RSTP.

Figura 35. Comunicación entre DEI's



²² R. Vignoni, R. Pellizzoni y L. Funes, Sistemas de Automatización de Subestaciones con IED's IEC 61850: Comunicaciones, Topologías [en línea]. Décimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigre. Argentina 2009. [consultado 05 de Marzo de 2011]. Disponible en internet: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/D2/D2-03.pdf>

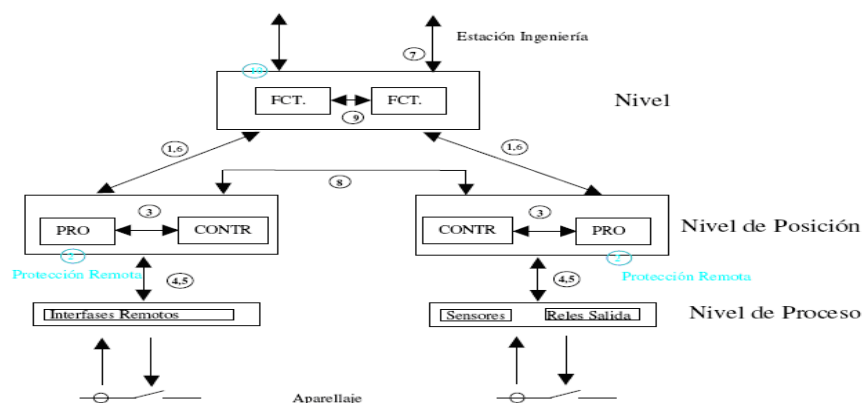
La norma IEC 61850, indudablemente despertó el interés de las áreas de protecciones y control de las Empresas Eléctricas, a partir de su publicación a fines de 2004. Inicialmente, los especialistas se concentraron en conocer los diversos aspectos de la norma, pero la siguiente etapa, en muchos casos, se caracterizó por la realización de Proyectos Piloto que permitieran conocer más detalladamente y profundamente los aspectos prácticos de la aplicación de dicha norma en la automatización de subestaciones.

En el marco de la implementación práctica de instalación de DEI's IEC 61850 en subestaciones, se debieron implementar Lan's Ethernet, lo que implicó tener que realizar la ingeniería de red, y por tanto de definir la mejor topología a utilizar en cada caso.

Si bien las topologías básicas son ampliamente conocidas, es importante tener en cuenta una serie de consideraciones al seleccionar una, ya que cada Empresa Eléctrica posee su propia configuración particular de subestaciones, y es importante por un aspecto práctico, considerarlas al definir la topología a utilizar.

La elección de una adecuada topología es una decisión fundamental como se muestra en la figura 36, el cual está vinculada con el grado de disponibilidad y por lo tanto de redundancia exigido a la LAN Ethernet en la subestación. En este marco también adquiere importancia el protocolo adoptado para el tráfico de datos entre switches en la automatización de subestaciones²³.

Fig 36. Flujo de comunicación entre niveles



²³ Ibíd., p. 2.

1.3.2.2.5 Normas para los fabricantes. El uso de la DNP, IEC 61850, el subconjunto de definiciones y dispositivo tiene un perfil mencionado en los documentos que es el de garantizar la interoperabilidad entre dispositivos a nivel de protocolo. El objetivo de muchos usuarios, sin embargo, es llegar a un intercambio entre dispositivos, por lo que los distintos dispositivos que estén con el protocolo DNP 3.0, deben tener la misma funcionalidad sin cambiar las bases de datos en la UTR, el maestro SCADA o el PLC.

La realización de este objetivo no ocurrirá porque este protocolo puede depender de factores impulsados por el mercado. Para explorar esta idea se considera la situación de un ejemplo, este equipo debe poseer la siguiente configuración:

- Monitores e informes en tiempo real three single-fase tensión, actual y ángulo de fase.
- También informes, en tres fases watts y volt-amperios reactiva (VAR's).
- Registros kilowatt hours y kilovar hours en dos direcciones.

1.3.2.2.6 Normas Scada (centros de control). Las siguientes definiciones son términos que son específicos en la aplicación a DNP y IEC 60870-5 comunicación a protocolos de interfaz. Para la definición de otras condiciones, IEEE Std 100-1996 se aplicará a los usuarios familiarizados con la terminología SCADA los cuales deben referirse también a IEEE Std C37.1-1994. La definición de los protocolos de comunicación en una subestación, no se puede iniciar sin una comprensión de la base técnica de anteriores métodos de comunicación en la industria de servicios eléctricos. El sistema SCADA es el más entendido modelo de esas comunicaciones. La UTR funciona con el tradicional SCADA como protocolo el cual está bien definido. Sin embargo, la capacidad de la UTR para comunicarse con un número creciente y tipos de otros dispositivos inteligentes en una subestación es requerida por muchos usuarios, de ahí la creación de DEI a UTR necesidades de comunicaciones.

Un equipo DEI, puede ser un solo dispositivo de adquisición de datos, o también puede proporcionar protección o de control. Por tanto, el DEI requiere normalmente el aporte de configuración, ajuste y datos de mando, mientras que establece valores, condiciones, y los resultados como las salidas. Gran parte de

estos elementos de datos son comparables con el SCADA y los datos enviados entre la subestación y estación principal. Los objetivos de las comunicaciones DEI a UTR son muy similares a comunicaciones SCADA, pero sobre una base local.

En un sistema SCADA, la UTR y el PLC aceptan comandos para operar puntos de control, ajuste análogo en los niveles de producción, y ofrecer respuestas; a su vez envía condiciones a la SCADA de la estación principal. Los datos enviados y las representaciones no son identificados en cualquier modo de los distintos contenidos a abordar.

Cada protocolo consta de dos mensajes conjuntos o pares. Un conjunto forma el principal protocolo, que contiene la validación declaraciones de la estación principal iniciación o respuesta, y el otro es protocolo de la UTR, que contiene las declaraciones válida. Una UTR puede iniciar y responder. En la mayoría pero no todos los casos, estos pares puede considerarse una encuesta o solicitud de información o acción, y confirma la respuesta.

El protocolo que usa el SCADA entre el maestro y UTR forman un modelo viable para las comunicaciones entre los DEI a UTR, por tanto, la los protocolos DNP 3.0 y IEC 60870-5-T101 (1995) se recomiendan como base para desarrollar SCADAs Industriales.

La función básica del sistema SCADA y sus condiciones ambientales particulares, también imponen los siguientes requisitos para transmisión de datos sobre el DEI a UTR:

- **Datos de seguridad:** La correcta transmisión de datos es necesaria en la presencia de duras condiciones ambientales como interferencias electromagnéticas, las diferencias de potencial de tierra, el envejecimiento de componentes, y otras fuentes de perturbación y ruido incidente ocurrido en la ruta de transmisión. Es necesario proporcionar protección de mensajes contra pocos errores detectados, marcar errores causados por la sincronización de los errores detectados, pérdida de información y/o ganancias imprevistas de información (es decir, simulación de mensajes válidos por el ruido).
- **Eficiente transferencia de telecontrol:** La transmisión de datos debe ser eficiente, los mensajes transmitidos son necesarios para acortar la transferencia

de información. Estos deben tener una gran variedad de canales de transmisión (por ejemplo, par trenzado, fibra óptica, radio) porque estos tienen distintos ancho de banda y no son tan propensos al ruido y la interferencia características externas.

- Apoyo de código transparente para la transmisión de datos: No debe haber ninguna restricción para los códigos sobre los datos de usuario. El protocolo para el enlace de datos deberá aceptar y transmitir secuencias arbitrarias de estructuras de bits hacia la fuente de datos, como en muchos casos la DEI no tiene la capacidad de procesar gran cantidad de datos por su escasa memoria, se recomienda hacer uso de otras alternativas para procesar los datos, por ejemplo el PLC.

1.3.2.2.7 Normas para el monitoreo de las señales. La terminación de las comunicaciones de datos en el dispositivo de comunicación (no en el módem) debe proporcionar como mínimo dos hilos [una compartida transmitir/recibir (TX/RX) par, la mitad dúplex] o circuitos de cuatro hilos (independiente TX y RX pares, full dúplex).

Un protocolo con DEI / UTR, deberá apoyar el half dúplex operación con circuitos de dos hilos, full dúplex y dúplex con circuitos de cuatro hilos. El protocolo también apoyo tanto full dúplex y dúplex procedimientos en el bucle local. Los diferentes casos pueden ser manejados usando diferentes enfoques, que puede implicar al usuario la definición del tipo de circuito.

La DNP 3.0 (Distributed Network Protocol versión 3.0), La capa física que está recomendado para la DNP 3.0 ,es un bit serie orientado a una capa física que maneja 8 bits, 1 bit de arranque, 1 bit de parada sin paridad, RS-232C, niveles de tensión y señales de control.

La capa física debe proporcionar los siguientes cinco servicios básicos: enviar, recibir, Conectar, Desconectar, y su condición:

- El Enviar servicio convierte los datos octetos a bit serial de datos para la transmisión entre la DTE y DCE. y proporcionar el adecuado control de señal a fin de comunicarse con el DCE (datos de comunicación en equipos).

- El Recibir servicio debe ser capaz de aceptar los datos de la DCE y por lo tanto la correcta señalización a la DCE a fin de recibir datos y no ruido.
- La condición del servicio será capaz de devolver al estado del medio físico. Como mínimo y el servicio deberá indicar si el medio está ocupado.

2. FILOSOFÍA Y ARQUITECTURA APLICADA EN LOS TRABAJOS DE GRADO QUE SE REALIZARON ANTERIORMENTE PARA LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DEL LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE LA U.A.O

En este capítulo se recopila información que muestra la filosofía y arquitectura que se usó en los dos trabajos de grado anteriores, para la construcción y automatización de la S/E de la U.A.O. Estos textos se encuentran en la biblioteca de la universidad con los nombres de: Diseño y Construcción de una Subestación a Escala y Automatización de una Subestación a Escala del Laboratorio de Conversión de Energía y los elementos que se tuvieron en cuenta para que su funcionamiento fuera óptimo.

2.1 TRABAJO DE GRADO SOBRE DISEÑO Y CONSTRUCCION DE UNA SUBESTACION A ESCALA

El alcance de este trabajo de grado fue hasta el diseño y construcción de una subestación eléctrica desde la parte mecánica hasta lo eléctrico en cuanto a equipos y conexión de ellos. La filosofía de este trabajo de grado fue la de diseñar una S/E para así familiarizar al estudiante con un sistema de potencia el cual pudieran aprender a operar, luego de un conocimiento de componentes y finalmente en el desarrollo de unas practicas, en las cuales se aprendería y se conocería el funcionamiento de una S/E.

Para el diseño de esta S/E se tuvieron en cuenta criterios importantes como fue la de determinar la capacidad en carga que manejaría la subestación, así como determinar la configuración eléctrica mas acorde al diseño en cuanto al tipo de barraje en este caso principal con transferencia, hasta llegar a selección de equipos en general requeridos para este diseño y así llegar a obtener una S/E que cumpliera con maniobra y protección²⁴.

²⁴ ISAJAR S. Jaime y SANCHEZ L. Jose Maria. Diseño y Construcción de una Subestacion a Escala para la Universidad Autonoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente. Facultad de Ingenieria, 1985. 195 p.

2.2 TRABAJO DE GRADO SOBRE AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DIDÁCTICA A ESCALA DEL LABORATORIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

El alcance de este trabajo de grado comprende hasta la automatización de los accionamientos de la misma, de forma que se emule la operación de una subestación no asistida. Los servicios auxiliares no se contemplaron dentro del diseño, las protecciones siguen siendo las mismas y el monitoreo de los parámetros eléctricos se restringen a la carga.

El diseño realizado involucró la toma de las señales auxiliares de los equipos maniobra como confirmación de los estados de interruptores y seccionadores (simulados por contactores), para llevarlas a un autómata programable. Este autómata programable permite hacer la adquisición de las señales a través de un software donde se puede realizar el monitoreo, operación y la transferencia de las señales de mando, de modo que cuando el sistema opere de forma manual el sistema de control análogo convencional siga controlando la subestación (es decir desde el mímico de la misma), y cuando opere de forma automática el sistema pueda operarse a través del autómata programable y del software (IHM) de monitoreo y control. El sistema supone que la operación de los servicios auxiliares es adecuada, una futura mejora del diseño sería involucrar el monitoreo y control de los servicios auxiliares y la instalación de un sistema de alimentación interrumpida (UPS)²⁵.

Filosofía que se usó en la subestación. Es una necesidad de hoy, que los profesionales al llegar al mundo laboral estén familiarizados con lo que van a encontrar en él, es por tanto importante que los futuros ingenieros electricistas y electrónicos estén capacitados para afrontar la mayor cantidad de retos posibles. La idea de esta tesis se originó en el deseo del programa de ingeniería Eléctrica y Electrónica por tener la posibilidad de permitir a los estudiantes realizar prácticas relativas a la operación de subestaciones, donde se pudiese observar el contraste existente entre las subestaciones convencionales analógicas y las subestaciones digitales no asistidas.

²⁵ USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autónoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 2003. 338 p.

Se creó entonces la necesidad de la Automatización de la Subestación de Energía Electromagnética a escala del Laboratorio de Conversión de Energía, que hasta entonces era puramente análoga.

Este trabajo de grado llamado, Automatización de una Subestación a Escala del Laboratorio de Conversión de Energía en la U.A.O, consiste de una implementación sencilla de una automatización para la subestación a escala que se encuentra en el laboratorio de conversión de energía. Dicha implementación permitió la operación del sistema convencional ya existente, pero también la operación usando de una estación de operación en este caso un computador marca IBM compatible, con un software SCADA y rutinas hechas en Visual Basic a través de un Autómata programable.

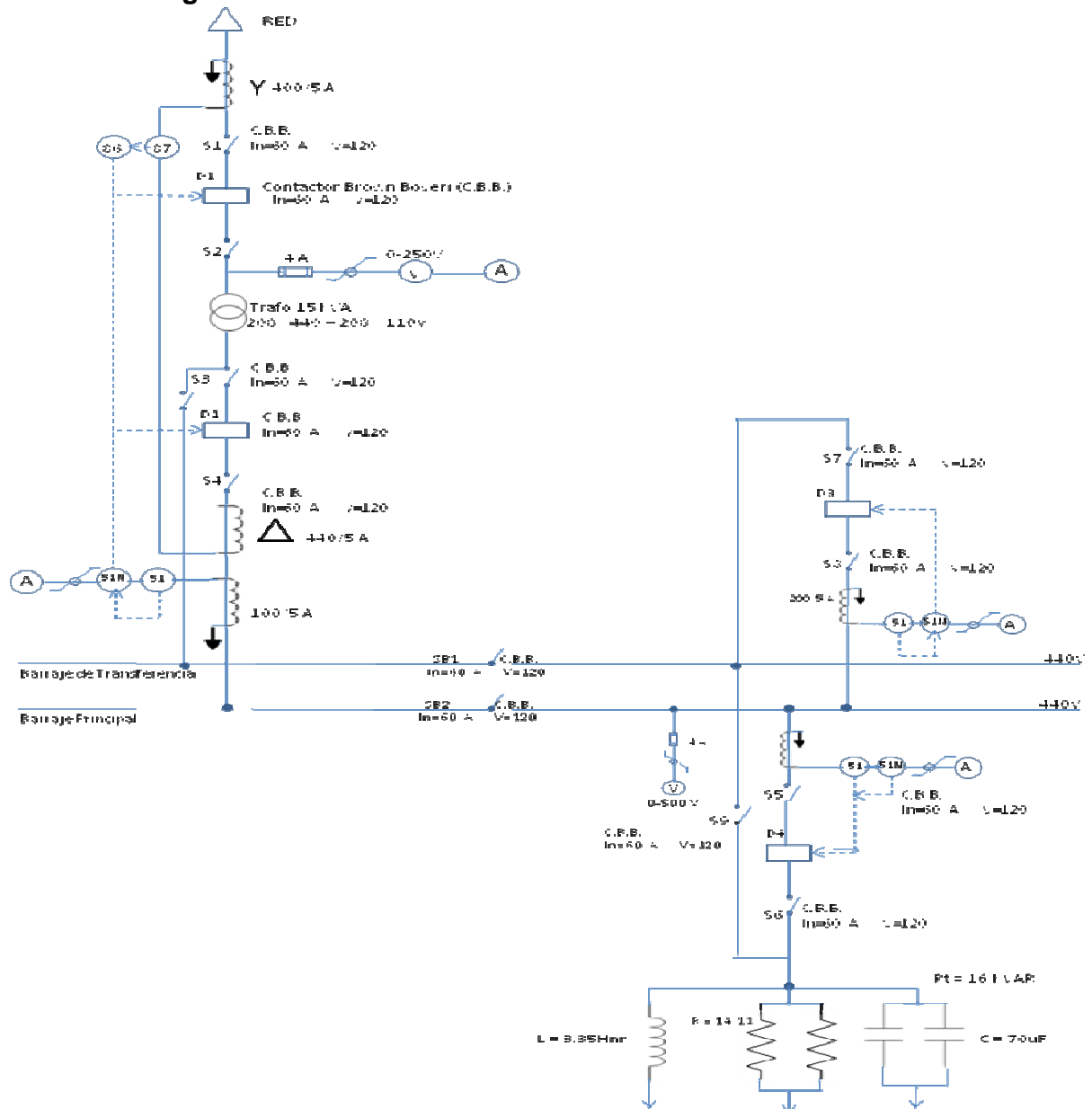
2.3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL DISEÑO ACTUAL

El Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma, cuenta con una subestación de tipo radial alimentada desde la red de EMCALI con un suministro de 208V trifásicos, con un transformador trifásico elevador 208V / 440V-254V. Su configuración de barrajes cuenta con un barraje principal y un barraje auxiliar de transferencia que permiten alimentar una carga, substituyendo cualquier interruptor por el comodín D4 (interruptor # 4) a través de varias configuraciones posibles, la carga está compuesta por bancos de resistencias, condensadores y bobinas. Para la interpretación de esta nomenclatura (Dx, Sx) se recomienda referirse al diagrama unifilar de la figura 37, o al trabajo de grado anterior, Automatización de una Subestación a Escala del Laboratorio de Conversión de Energía,

En su estado original la subestación era completamente análoga. Las mediciones que se realizan, son tensión y corriente. Hay un barraje tanto en la entrada del transformador, como en el barraje principal. La transferencia, la carga, y el alimentador de la carga, cuentan con un coseno-fímetro y un frecuencímetro, para medir Factor de Potencia y la Frecuencia de la RED. La conexión de los instrumentos de medida se hace a través de transformadores de corriente (TC's), las medidas de tensión se realizan de forma directa sobre los barajes sin

necesidad de ningún transformador de potencial, en la figura 37 se aprecia el diagrama unifilar y en la figura 38 de cómo se encuentra actualmente.

Figura 37. Configuración antes de realizar la automatización con los estándares vigentes



Fuente: USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autonoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente. Facultad de Ingenieria, 2003. 60 p.

Figura 38. Imagen de la S/E actualmente



Fuente: USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autonoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente. Facultad de Ingenieria, 2003. 70 p.

2.3.1 Protecciones actuales. Las protecciones son un relé diferencial tipo CA-4 Westinghouse, para protección de transformadores que recibe señales de los transformadores de corriente de protección instalados tanto en la línea que alimenta el transformador por baja a 208V, como también en la línea que sale del transformador a 440V hacia los barajes principal y auxiliar de la subestación .

4 Relés de sobre corriente Monofásicos Tipo CO de tiempo inverso de 0 a 16 A en cada punto a proteger. Cada relé de sobre corriente está conectado a un transformador de corriente que convierte la corriente de en cada una de las fases R, S, T, y el Neutro respectivamente. Los contactos de disparo de los relés están conectados en paralelo para generar la señal de disparo al interruptor respectivo en caso de una sobre corriente. Este esquema a pesar de la posible ocurrencia de fallas de diferente naturaleza no puede identificar si las fallas presentadas son de naturaleza simétrica o asimétrica. Los puntos donde se realiza la protección son respectivamente en la salida del transformador, la línea de alimentación a la carga

desde el barraje principal y una protección de sobre corriente instalada en la transferencia de barajes que actuara sobre el interruptor comodín.

2.3.2 Los Dispositivos de maniobra. Son 16 Contactores con una capacidad de corriente nominal de 50 A y tienen integrados un par de contactos auxiliares (NO - NC / Abierto - Cerrado) cuyo funcionamiento es de estado digital (ON – OFF / 1 o 0). De Estos contactos auxiliares, cuatro Simulan la operación de los interruptores de la subestación, de la siguiente manera:

- Uno en la línea de entrada. Designado como D1 y cuya operación se realizaba exclusivamente desde el mímico de la subestación y su disparo operado por el relé de protección diferencial tipo CA-4.
- Uno en la línea de salida del transformador. Designado como D2 y cuya operación se realizaba exclusivamente desde el mímico de la subestación y su disparo es operado por el relé de protección diferencial tipo CA-4 y un grupo de 4 relés de sobre corriente tipo CO.
- Uno en la transferencia de barrajes (el interruptor comodín), Designado Como D3 y cuya operación se realiza exclusivamente desde el mímico de la subestación y su disparo operado por un grupo de 4 relés de sobre corriente tipo CO.
- Uno en la línea de alimentación de la carga, Designado Como D4 y cuya operación se realiza exclusivamente desde el mímico de la subestación y su disparo operado por un grupo de 4 relés de sobre corriente tipo CO.
- Doce relés simulan la operación de los seccionadores de la subestación, y se realiza de la siguiente manera:
- Ocho relés están asociados con los cuatro interruptores, designados respectivamente S1, S2, S3, S4, S5, S6, S7, S8.
- Dos relés son los seccionadores de acople de barras designados como: SB1 para el barraje principal y SB2 para el barraje Auxiliar.
- Los dos últimos hacen el bypass a los interruptores D2, y D3 designados respectivamente como S9 y S10 respectivamente.

2.3.3 Transformador de potencia. Para el diseño de la subestación, se usó un Transformador de 15 KVA, con una conexión Delta-Estrella, con una Tensión de entrada de 208 Voltios y una Tensión voltaje de salida 440/220/208, con un aislamiento clase A y refrigeración por aire natural.

2.3.4 Transformadores de medida y protección. Los Transformadores de Medida, son de tipo ventana como se muestran en el capítulo anterior y son de marca Siemens, Telemecanique y General, los cuales se encuentran en buen estado generando una medición adecuada en los indicadores y la operación adecuada de las protecciones.

2.3.5 Control y señalización. La alimentación de los dispositivos de protección e Interruptores se realiza con el Suministro de los servicios auxiliares de 110VDC, y la alimentación de los demás dispositivos de control y maniobra se realiza con el Suministro de los servicios auxiliares de 110VAC. La señalización usada en la S/E, son indicadores lumínicos tipo lámpara, de color verde y rojo. La operación de la S/E, se realiza a través de los selectores en la parte frontal del panel principal de la subestación. Cada dispositivo de maniobra cuenta con un selector y dos indicadores lumínicos. Además existe un panel de alarmas que indica las fallas y/o eventos de acuerdo a la importancia dentro de la S/E. También se indican los disparos de las protecciones y la ausencia de servicios auxiliares en la S/E.

2.3.6 Configuración de la subestación. Como se observa en el diagrama unifilar la configuración de la subestación puede describirse de la siguiente manera:

- El alimentador de entrada (o primera bahía), tiene una configuración sencilla compuesta por dos seccionadores S1 y S2 y Un interruptor D1. El disparo del interruptor D1 se encuentra coordinado por la protección diferencial 86 ,87 del transformador de potencia que alimenta.
- Las tres bahías siguientes cuentan con una configuración de barraje Principal Mas barraje de Transferencia seccionados.
- La bahía número 2, está formada por los seccionadores S3, S4 y el interruptor D2. El disparo del interruptor D2 es coordinado por la protección diferencial del transformador 86, 87 y una protección de sobre corriente 51, 51N y conecta la salida del transformador con la primera sección del barraje principal. El

seccionador S9, es uno de los seccionadores de transferencia; conecta la salida del transformador con la sección 1 del barraje de transferencia.

- La bahía número 3, es la bahía de transferencia donde está el interruptor comodín, formada por los seccionadores S7, S8 y el Interruptor D3 o interruptor comodín, el disparo de este interruptor es coordinado por una protección de sobre corriente 51, 51N este interruptor permite sacar de línea a D2 o D3 en caso de que se requiera realizar mantenimiento; mejorando así la disponibilidad del sistema.
- La bahía número 4, es la bahía de salida que conecta la sección 2 del barraje principal con la línea de salida que va hacia la carga. Está formada por los seccionadores S5, S6 y el Interruptor D4. El disparo de este interruptor es coordinado por una protección de sobre corriente 51, 51N. El seccionador S10 es uno de los seccionadores de transferencia que conecta la salida del transformador con la sección 1 del barraje de transferencia.
- Los Barrajes Principal y de Transferencia se convierten en dos barrajes cada uno, para poder realizar el control de la potencia eléctrica que se le suministra a la carga. Estos se conectan a través de dos seccionadores llamados SB1 Y SB2²⁶.

2.4 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE CONTROL ACTUAL

A continuación se describirá el diseño de control que se usó en el trabajo de grado anterior, Automatización de una Subestación a Escala del Laboratorio de la U.A.O.

2.4.1 Requerimientos generales del diseño eléctrico. El diseño de la automatización de la S/E, debe asegurar de manera integral que las maniobras, operaciones y todos los equipos que se le adicionaran, no afecte la operación y el funcionamiento de cómo está la S/E actualmente, porque esto conlleva a que se

²⁶ USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autonoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente. Facultad de Ingenieria, 2003. 338 p.

tengan que hacer cambios no pronosticados y por lo tanto estos cambios tomaran mucho más tiempo del proyectado.

El alcance del proyecto va hasta la automatización de los accionamientos eléctricos que se implementaron como interruptores y/o seccionadores, de forma que se emule la operación de una subestación no asistida. Los servicios auxiliares no se contemplaran dentro del diseño. Las protecciones seguirán siendo las mismas y el monitoreo de los parámetros eléctricos se restringirá a la carga.

2.4.2 Descripción del diseño de control. El diseño realizado involucra traer las señales de patio a la estación de ingeniería para establecer el estado de cada interruptor y seccionador. Luego son conectadas a un Autómata Programable, a través del cual se realizara la adquisición de las señales o de los estados de los equipos. Estos datos digitales permitirán al Autómata Programable transferir las señales al software para hacer el monitoreo, operación y/o control de las bahías y campos de la S/E. La operación en modo manual se puede hacer, seleccionándolo con el swiche de transferencia manual – automático y así cuando el sistema opere de forma manual el sistema de control análogo convencional siga controlando la subestación y se puede observar a través del diagrama de flujo. Cuando la S/E opere de forma automática, el sistema pueda maniobrase a través del autómata programable y del software (SCADA) de monitoreo y control. En el diseño de la S/E, se da por hecho que la operación y funcionamiento de los servicios auxiliares es adecuada. En una ampliación futura de la S/E, se puede plantear la alternativa de mejorar en el diseño el funcionamiento y operación de los servicios auxiliares para hacer el monitoreo, la operación y el control desde el software y tener la alternativa de una fuente alterna para la instrumentación como lo es una UPS.

2.4.3 Arquitectura del sistema de control. La arquitectura del sistema de control se puede caracterizar desde dos puntos de vista.

- **Uno físico:** Relativo a la construcción y distribución física de la S/E, es decir si el sistema físicamente se halla distribuido en varios edificios o casetas o si por el contrario se halla concentrado en un solo edificio. Nuestro sistema se clasificaría dentro de los sistemas físicamente concentrados o integrados, porque que todos los dispositivos de control se hallan en un mismo lugar o caseta de control.

- **El Funcional o Lógico:** Este se refiere a la jerarquía y funcionamiento lógico del sistema en cuanto a hardware y software, es decir si existen varios autómatas, RTUs, etc. Uno para cada campo o bahía en la subestación, o si por el contrario existe un solo autómata en el sistema. Aquí también se puede caracterizar el sistema como simple o redundante, es decir el sistema es redundante cuando existen dos o más dispositivos de hardware que están en capacidad de proporcionar respaldo a las funciones y la lógica de control en caso de fallo del controlador principal.

Desde el punto de vista funcional y lógico el sistema es concentrado, pues todas las funciones de control se encuentran en un solo autómata y además es no redundante es decir en caso de falla del autómata el sistema quedaría limitado a la operación manual convencional. Cabe decir que a la hora de elaborar un diseño para aplicaciones no didácticas si no de un proceso de fabricación, o de análisis de datos financieros por ejemplo, se debe tener robustez en los equipos que sean más importantes dentro de la S/E. Es importante notar que las protecciones seguirán siendo las convencionales, de manera que aunque las protecciones no se incluyen dentro de la estrategia de control, este sistema si está coordinado con las protecciones a través de las señales de disparo de los relés de protección.

2.5 NIVELES DE CONTROL ACTUAL

A continuación se nombran los niveles de control que se describen en el anterior trabajo de grado, Automatización de una Subestación a Escala del Laboratorio de Conversión de Energía y más adelante se hace una comparación con el alcance que se busca con este proyecto.

Niveles del Control, según la concepción de las Subestaciones Digitales, la S/E diseñada se divide en 3 niveles básicos:

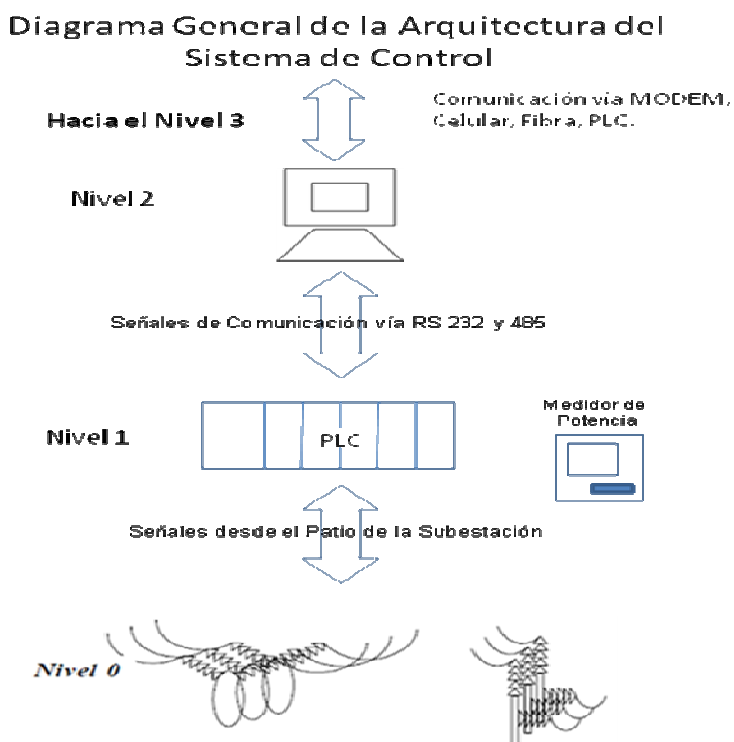
- **Nivel Cero:** Donde se hallan todos los equipos de maniobra de la S/E, su forma depende de la tecnología utilizada en la subestación, para este caso particular el equipo de patio corresponde a los Contactores que simulan la operación de los seccionadores en interruptores y demás equipos de maniobra. Los dispositivos de medida que para el caso de esta S/E son los transformadores de corriente (de medida y protección). El nivel de tensión en las barras es del, orden de 440V, por lo tanto no se requieren transformadores de potencial ya

que dicha tensión es soportada por los dispositivos de medida tanto analógicos como los digitales, y en la S/E no existen protecciones por niveles de voltaje.

- **Nivel Uno:** Es el control respectivo localizado en la caseta de mando relativa a cada sección de la S/E. Para este diseño están conformados por los dispositivos de mando y señalización ubicados en el tablero de control y el tablero donde se ubica el autómatas o UTR que realiza las operaciones automáticas de control local y permitirá el monitoreo remoto y la adquisición de datos desde la subestación.
- **Nivel Dos:** Los cuartos de control que permiten hacer la operación y control global de la subestación. En este caso lo conforman los dispositivos de comunicación y la terminal de operación que permitirá operar y monitorear la subestación remotamente. Hasta aquí está contemplado el alcance de este proyecto.

En la figura 39, se observa de manera muy clara el método de arquitectura de control que se usó.

Figura 39. Diagrama de arquitectura del sistema de control de la S/E actual



2.6 OBJETO DE LA PROPUESTA DE DISEÑO INGENIERÍA BÁSICA Y DE DETALLE PARA AUTOMATIZAR BAJO NORMAS VIGENTES LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DIDÁCTICA DEL LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE

El objeto de uso y funcionamiento de la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía es, para que los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica e Ingeniería Mecatrónica, se familiaricen con los equipos tecnológicos y de automatización que integran la subestación. También pueden llegar a conocer, interactuar, practicar y analizar, las partes, los equipos, la estructura, y el funcionamiento de una S/E. Además, con la Subestación del Laboratorio se pueden realizar maniobras y simulaciones, como si fuese en un equipo real de gran escala.

Como propósito general, los estudiantes de las Ingenierías Eléctrica y Electrónica, o de las asignaturas afines, que requieran interactuar con la Subestación del Laboratorio, deberán poseer o adquirir unos conocimientos previos y básicos sobre Automatización, Control, Comunicaciones, Equipos Eléctricos de Potencia, Conversión de Energía, Diseño de Subestaciones, Topologías de las Subestaciones, Protecciones Eléctricas, Sistemas de Potencia, entre otros temas, para aprovechar mejor la interacción con la S/E.

El desarrollo de S/E autónomas y con toda la normatividad vigente, ocasiono que el modo en cómo se distribuye la energía eléctrica o la potencia eléctrica, vaya en contraste con la necesidad global de mejorar los conocimientos y profundizar en la importancia del funcionamiento de una S/E, para de esta forma encaminar en un buen desempeño cuando se diseña una S/E en la actualidad.

Al observar el entorno regional, nacional, y global, veremos que la automatización de subestaciones no es una tendencia, si no una necesidad. El mantenimiento y la planeación de los complicados sistemas de potencia existentes hoy en todo el mundo así lo exigen, la creciente necesidad de garantizar confiabilidad y estabildades cada vez mayores en el sistema también, además la necesidad cumplir con las normatividades de cada región en cuanto a calidad de servicio por

parte de las empresas de generación, transmisión, distribución, y comercialización la hacen aún más necesaria.

De lo anterior, se desprende que el conocimiento conceptual de las subestaciones es fundamental, y se puede alcanzar a través de subestaciones analógicas como la hasta entonces existente, pero el desconocimiento de las tecnologías actualmente utilizadas en la operación de las mismas pone al estudiante en una desventaja técnica y hará más difícil su futuro desempeño como ingeniero en el medio de los sistemas de potencia.

2.6.1 Verificación de planos eléctricos y de estructuras mecánicas de la S/E (comparación con normas actuales).

Disposición Física de la SUBESTACIÓN (LAY-OUT)

Respecto al levantamiento de planos eléctricos y las estructuras mecánicas actuales se tuvo en cuenta el trabajo de grado anterior (Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la U.A.O, 2003), se encontró que los planos eléctricos de la subestación no cumplen con las normas actuales para el diseño de diagramas eléctricos poseen errores en los símbolos de elementos como seccionadores e interruptores de potencia. No aparecen según la IEC 60817, por este motivo hay que rediseñar los planos para así tenerlos actualizados según las nuevas normas.

Según como lo exige el RETIE (artículo 29), la subestación no cumple con lo que se requiere en subestaciones de interiores, porque los equipos de corte y seccionamiento deben estar alojados en encerramientos o cajones ya que pueden ser manipulados por cualquier persona, pero en nuestro caso estos equipos de maniobra son reemplazados por Contactores dado que lo que la subestación es de características didácticas para los estudiantes de ingeniería eléctrica y no hay mucho riesgo, según la norma ya que estos equipos no tienen partes de cobre a la intemperie que puedan ser manipulados y además están a una distancia aceptable al personal.

En el caso de la estructura cumple, porque el material usado para soportar los equipos de maniobra de la subestación y sobre guardar los equipos de control son en material metálico y en el caso de los equipos de control están ubicados dentro de un cajón del material nombrado anteriormente y asegurado, para así evitar

manipulación indebida de estos elementos, Las instalaciones están libres de materiales combustibles, polvo y humo.

2.6.2 Comparación del diseño de la s/e con respecto a las normas actuales que rigen el control, las protecciones y la medición. (Tablas de comparación).

Requerimientos generales del control, las protecciones y la medición:

El diseño de la automatización incluyendo las nuevas normas y protocolos normalizados internacionalmente modificarán en el diseño, el control, las protecciones y la medición de la subestación actual, la cual deberá seguir operando de modo manual y automático o en caso de falla del sistema de control y de manera idéntica.

En el alcance del proyecto se debe adicionar el equipo de control y los equipos de protección, para actualizar los que simulan ser el controlador (Autómata Programable) y las protecciones (interruptores simulados por contactores) que actualmente están instalados en la S/E, por equipos electrónicos inteligentes (DEI's). De la misma forma que se emule la operación de una subestación no asistida.

Las protecciones que están instaladas actualmente son obsoletas dentro de este proyecto, pero seguirán haciendo parte de la S/E, para efectos de estudio y realización de prácticas estudiantiles. En cuanto a su función, se dejarán de respaldo de las protecciones inteligentes que se proponen en este proyecto.

Descripción general del diseño. Las modificaciones que se proponen involucran todo lo relacionado con la automatización hecha en el trabajo de grado anterior, el cual con los equipos inteligentes (DEI's) reciben las señales adquiridas por el Controlador central, el cual se entera de todo lo que suceda en la S/E, a través de los protocolos estandarizados actuales y de la red a la cual estarán interconectados los equipos.

A través del software con el cual se interconectarán los equipos, se podrá realizar el monitoreo, control, medida y por último la operación a través del IHM. Es decir

intercambiando información entre sí de forma cableada (UTP, o FIBRA OPTICA), y también la transferencia de las señales de mando.

A continuación se muestra en el cuadro 10, la comparación del diseño actual de la S/E respecto de las nuevas tecnologías, normas, arquitecturas y protocolos que existen actualmente por lo cual la subestación carece.

Cuadro 10. Tabla de comparación según las normas actuales

ITEM DE LA SUBESTACION EN CUANTO A :	EN EL MOMENTO	SEGÚN NORMAS ACTUALES
MANIOBRA	La maniobra de la subestación aunque aplica un procedimiento lógico carece de una adecuada ejecución en cuanto al reporte de control ya que acepta errores de maniobras al realizar la operación de las bahías.	Se debe disponer de un procedimiento que sea lógico, claro y preciso para la adecuada programación, ejecución, reporte y control de maniobras, esto con el fin de asegurar que los equipos no sean energizados o desenergizados ya sea por error o de manera inadvertida, ocasionando situaciones de riesgo o accidentes.
COMUNICACIÓN	La subestación posee una comunicación con protocolo tipo MODBUS.	Debe tener un protocolo de comunicación actualizado según las normas y estándares internacionales en automatización de S/E, como son el DNP V3.0 y la IEC60870-101, 103,104 y la IEC 61850-7,8,9
PROTECCIÓN	La arquitectura de protección y control de la subestación está obsoleta respecto de los diseños actuales, en cuanto a equipos de control, protección y medición.	La arquitectura de protección y control de una subestación actual, cambia por la aparición de equipos programables de protección y control, así como por el equipo que realiza las labores de IHM local, enlaces con telemando y por las comunicaciones establecidas entre ellos, la interfaz con relés de protección y otros DEI's de la bahía controlada con comunicación Maestro- Esclavo es a través de enlaces seriales o redes de campo.

Cuadro 10. (Continuación)

		La comunicación entre estos equipos permiten expansiones futuras y cambio de protocolos propios tales como: DNP y la IEC.
REDES	La subestación solo usa cableado eléctrico para alimentar la parte de nivel de maniobra, solo el nivel de control usa cable UTP para la comunicación RS232/485.	En la actualidad se usan redes LAN de alta velocidad en transmisión de datos, ahorra considerablemente el volumen de cableado y permite inmunidad en caso de interferencias electromagnéticas, aunque ahora se usa la fibra óptica.
EVENTOS	La subestación cuenta con alarmas cuando está en modo automático, mas no en modo manual. Estos eventos son visualizados en pantalla del IHM, pero no muestra el error de una operación errónea de las bahías cuando se realiza de forma manual.	Ahora con estos equipos y protocolos se pueden supervisar las alarmas y todos los eventos que sucedan en toda la subestación, a través de los SOE (secuencia de eventos) obtenidos de las unidades Controladoras de bahía.

De acuerdo a las comparaciones realizadas en la tabla anterior, se concluye que la S/E, se encuentra obsoleta en cuanto a normas vigentes, porque ninguno de los dispositivos que se encuentran instalados cumple con los requerimientos estipulados para realizar un buen control, protección y medición.

2.7 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA SUPLIR LOS REQUERIMIENTOS ENCONTRADOS DURANTE EL ESTUDIO DE LA S/E. (OPERACIÓN Y AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACION)

En la evaluación se tuvo en cuenta lo desarrollado hasta el momento, para así llegar a analizar y decidir las tecnologías que se necesitaran en el proyecto de acuerdo a normas, equipos y software actuales. Para así, poder desarrollar una eficaz operación y automatización de la S/E.

2.7.1 Diseño de la subestación eléctrica según los requerimientos. Con el estudio y pruebas de funcionamiento que se realizó a la S/E, en la parte de maniobra, control, protección y medición, se tratara de suplir las necesidades y/o requerimientos que se observaron durante dicho análisis.

2.7.1.1 Necesidades observadas durante el análisis de la S/E actual. A continuación se listan estas necesidades:

- La S/E del Laboratorio no posee un encendido o apagado general, normalmente al iniciar el software se inicializa sola y se pueden realizar maniobras sin ninguna seguridad.
- Se observó que al apagarse el computador donde está instalado el IHM, la S/E se re-inicia, es decir todo vuelve a condiciones Iniciales, y por lo general en las subestaciones no debe ocurrir este tipo de eventos porque no se puede dejar al usuario sin suministro de energía cuando el IHM del operador falle.
- El IHM de la S/E del Laboratorio no cuenta con panel de fallas. Lo cual impide que el operador identifique en donde ha ocurrido una falla.
- El equipo PC donde se encuentra instalado el IHM se debe cambiar y además el software que se está usando debe actualizarse para así cumplir con los estándares y normas actuales.
- Para operar el software necesariamente se debe energizar la subestación, esto es un problema porque al querer realizar alguna modificación en el IHM, en diagramas lógicos o en la programación, ninguna se podría efectuar.
- El IHM no muestra los errores y tampoco históricos por maniobras equivocadas realizadas físicamente o cuando es operada de forma manual desde el PC, mientras que de forma automática si muestra los errores, guardas históricos y enseña una ayuda básica de cómo ir realizando la maniobra.
- El IHM permite cerrarse sin ninguna restricción lo cual no es lo adecuado. Lo ideal es que el IHM debería mostrar una ventana de advertencia solicitando si realmente se desea cerrarlo.

- La S/E debe ser usada para prácticas estudiantiles, por lo tanto debe modificarse para que sea usada por cursos de ingeniería eléctrica y además que sea usada también en cursos de las otras ingenierías como los cursos de autómatas y redes de control industrial, porque la S/E cumplirá con equipos según estándares, los cuales podrán ser manipulados por los estudiantes y además con este proyecto se dará un gran impulso al tema de automatización en sistemas eléctricos para el programa de ingeniería eléctrica.

2.7.2 Especificación preliminar de los equipos requeridos. A continuación, como **Tecnología Requerida**, se nombran los equipos que son necesarios para así lograr tener una subestación eléctrica inteligente, que cumpla con la tecnología y protocolos estándar. Cabe anotar que aunque el alcance del proyecto no llega hasta el montaje y programación de estos equipos, si se explica el conexionado y el lenguaje de programación normalizado que tiene que usar la S/E de acuerdo a los estándares.

También se tiene una **Propuesta**, la cual consiste en un módulo didáctico que funciona como un dispositivo de control y protección para accionamientos, que puede simular un interruptor, también cuenta con las funciones básicas de un relé protección. Esta propuesta es escalable a las normalizadas según la IEC. De acuerdo a esta opción también se nombrarán los equipos con algunas características muy parecidas a los solicitados en la tecnología requerida, para así poder realizar un desarrollo inmediato teniendo en cuenta que los equipos requeridos son demasiados costosos para una implementación a corto plazo. Pero con esta propuesta la S/E didáctica quedaría escalable a la tecnología requerida.

En el siguiente capítulo se seleccionan los equipos y las referencias de cada uno, de acuerdo a los requerimientos y/o necesidades de la S/E y de la Universidad. Aunque se debe llegar a realizar la propuesta número 1, porque es parte de unos de los objetivos de este proyecto y se trata de actualizar la automatización de la S/E didáctica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente bajo normas vigentes.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL PROYECTO, (Aplicación de la Ingeniería de Detalle)

Este capítulo incluye todo el estudio de la ingeniería de detalle aplicado a la nueva S/E, en cuanto a lo planteado al final del capítulo anterior de la tecnología requerida y la propuesta inmediata que se nombraron en cuanto a equipos y con todos los requerimientos necesarios para que así cumpla con las respectivas normas y protocolos.

3.1 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE TECNOLOGÍAS

Para la selección de los equipos se tuvieron en cuenta dos de las marcas que proveen equipos para automatización de subestaciones y por ser las marcas que fabrican equipos confiables y normalizados como SIEMENS y ABB.

De estas dos marcas se entró a evaluar y a seleccionar cual sería la mejor opción, por este motivo se realizaron visitas a estas dos empresas y por el lado de ABB no se encontró suficiente información y soporte que permitiera encontrar especificaciones técnicas que se requieren en este proyecto, porque esta empresa maneja equipos para proyectos de gran escala y tampoco se consigue suficiente información bibliográfica.

Por otra parte en SIEMENS se obtuvo un buen soporte técnico en cuanto al planteamiento de este proyecto y por este motivo se escogieron los equipos siemens, por la facilidad de encontrar información sobre ellos y por ser un proveedor de la UAO, el cual otorga descuentos y beneficios académicos post-venta.

3.1.1 Selección de la tecnología requerida (Normalizada). Los elementos requeridos son:

- Respecto al Controlador, se seleccionó una unidad que garantice la seguridad del suministro a la subestación, y que su sistema de adquisición evalúe todas las indicaciones durante su funcionamiento normal y que muestre un

diagnostico en caso de fallas. Se escoge la Estación Controladora y de Protección **SICAM PASS y SICAM PASS CC**, estas unidades vienen en hardware separado, pero como la S/E requiere de controlador y de IHM, se deben integrar a través de una comunicación ethernet. Este sistema sirve para controlar hasta 15 equipos de campo o bahía. Es una solución que permite la implementación efectiva de tareas en el nivel de la subestación y además está diseñada para ser un sistema abierto que ofrece interfaces sencillas para la integración de nuevos tipos de dispositivos o nueva transmisión en protocolos sobre la base de normas internacionales **IEC61850** en control de bahías, además cubre todas las demandas en SAS²⁷.

- Las protecciones escogidas, son las **PROTECCIONES SIPROTEC** de **SIEMENS**, estos equipos son DEI's. Estos son equipos Microprocesados inteligentes que dan posibilidades de auto-supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas hacia los diferentes niveles de control. Además manejan poseen puertos **PROFIBUS DP / IEC61870-5-103** y comunicación **IEC 61850** vía **ETHERNET**. Por consiguiente son la fuente de la información, los encargados de ejecución de las acciones (Comandos-Set Points) dentro del sistema de control y de permitir la continuidad del servicio en las partes no falladas del sistema.
Además, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo.
- Respecto al Software se necesita el **Software Digsy Educativo** para Unidades **Siprotec** y el **Software Sicam Pas**, para la estación controladora.
- Respecto al switch con el cual se va a realizar la interconexión de los equipos de protección vía Ethernet, se usara el **RUGGED SWICH RS1600-RS8000T de la empresa RUGGEDCOM ETHERNET**. Este equipo maneja 16 puertos RJ45 y el cual es muy importante en el área de S/E porque cumple con la norma IEC61850.

²⁷ SICAM RTU 6MD22. Catalog Substation SICAM 2.4.1 [en línea]. 2003. [consultado 05 de Diciembre de 2010]. Disponible en internet:
https://concert.siemens.com/conductor/servlet/sbs.concert.LoadBlob.jsessionid=?wert=1180&mime=application/pdf&doc=SICAM_2_4_en_2003VEN.pdf&cmid=1&tab=EV_DOC&col=C_DOC_ID&blob=DOC_DATA&voll=J

- Respecto a la **CP1616**, se necesita porque es la tarjeta que se comunica con el switch y permite conectar **PG/PC SIMATIC** y a PC industriales con posibilidades de comunicación como slot **PCI a PROFINET IO-Controller** y **PROFINET IO-Device**. Con esta CP 1616 se soportan con alto rendimiento funciones de control en el PC (control basado en PC, control numérico). Además permite trabajar en tiempo real, esta CP es particularmente apta para aplicaciones de tiempo crítico, posee 4 puertos integrados que posibilita soluciones de sistema económicas y la construcción de distintas topologías. También permite comunicación vía Ethernet Mediante **Protocolo S7**, SIMATIC dispone de un OPC Server para la Tarjeta CP1613. Para poder Intercambiar Datos Con **Sicam Pas OPC Cliente**.
- PC (Estación de Operación). Debe ser un PC con una buena configuración en cuanto a hardware porque el software para programar los equipos es robusto, lo cual puede producir lentitud en el equipo y crear volcamiento de memoria sobre todo con el software Sicam Pass. Los requerimientos son:

- + PC Pentium o Dual Core, con procesador de 1.4 a 2.0 GHz,
- + Memoria RAM de 2 A 4 GHz.
- + Disco Duro de 80 A 160 GHz.
- + Tarjeta Aceleradora de Video de 128 con tecnología Direct X.
- + Puertos serial.
- + Puerto Paralelo.
- + Puertos USB.
- + Tarjeta ETHERNET 10/100 base para la red.

3.1.2 Selección de la tecnología propuesta (Didáctica Escalable).

Los elementos requeridos son:

- Respecto al Controlador, se buscó un PLC que cubriera con lo requerido en automatización de subestaciones eléctricas con Potencia de procesamiento, eficiente, flexible y sobre todo que cumpliera con los protocolos estándar en sistemas de automatización con el protocolo **IEC61850**. Por este motivo, se escogió una unidad como el **PLC VICOS RTU**, el cual permite una combinación integral **SIMATIC S7** basado en Tecnología de Automatización y de Energía, el

cual cumple con protocolos estandarizados de telecontrol como **IEC 60870-5-101 y IEC 60870-5-104** con vía **PROFINET TCP-IP**.

- Para los equipos de maniobra lo más recomendable es acoplar a los Contactores existentes que realizan la función de interruptores, equipos inteligentes de control y protección **SIMOCODE PROV (3UF7900 / PROFIBUS DP / E06, V 2.0.3 / 110 v-240 V)** / , los cuales a su vez sensan corriente a través de los **MODULO DE CORRIENTE (20 – 200 Amp)**, se escogió este rango de corriente por el nivel de amperaje que maneja la S/E y además se dejan interconectar con otros equipos vía **AS-INTERFAS**. También poseen **Panel de visualización y control** el cual le da la posibilidad al usuario de manipularlo a través de este panel en vez de ir al equipo que contiene el software de control.
- Respecto al software, se requeriría el **Siemens DMI License**, el **IHM WINCC** para la Interfaz, **Simocode ES** y el **Simocode Gráfico**.

3.2 DISEÑO ELÉCTRICO DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

La configuración que se usara en la S/E, será la misma que tiene actualmente la cual es una **Tipo Barra Principal y Barra de Transferencia** como se observa en el diagrama unifilar de la figura 37.

Es un esquema que se usa para colocar las subestaciones cerca de plantas generadoras donde el flujo puede ser considerable, en este caso se inclinó por esta configuración ya que en un futuro por medio de otro trabajo de grado, se piensa acoplar a los generadores existentes en el laboratorio de conversión de energía, por lo que la hace ser un esquema usado en subestaciones críticas. Este tipo de subestaciones son las que deben liberar las fallas en tiempos muy pequeños, las protecciones deben actuar dentro de un tiempo muy corto (menor a tiempo critico).

Está constituida por una barra principal y una barra de transferencia a la que se puede maniobrar según las posiciones deseadas. La barra principal siempre esta energizada y todos los circuitos se alimentan de ella, la barra de transferencia es

el punto importante de esta configuración, porque por medio de ella se puede sustituir cualquier interruptor del sistema para su mantenimiento, usando un interruptor de transferencia.

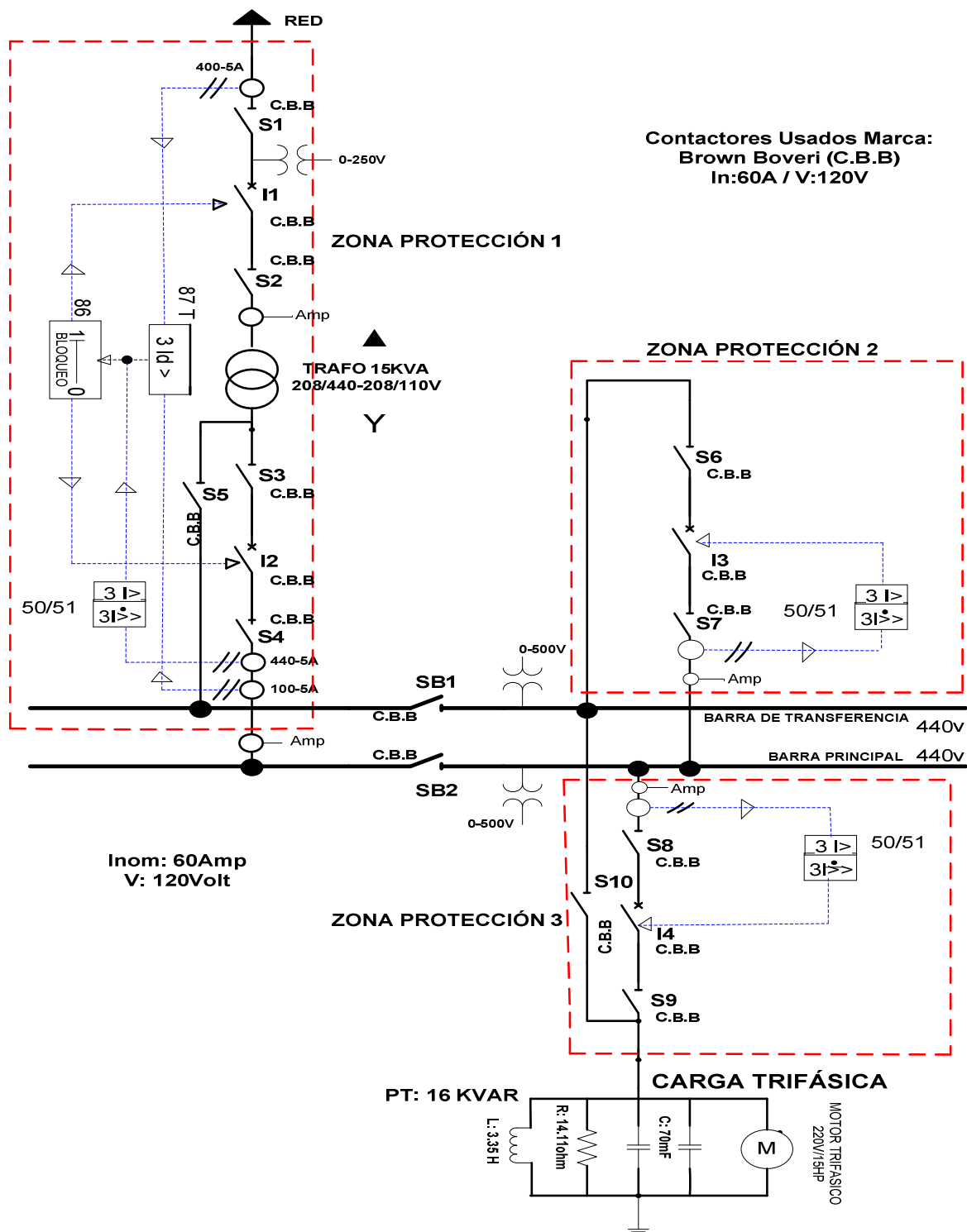
La adición de una barra de transferencia a una barra simple incrementa su **Flexibilidad** de operación. Este esquema opera con el interruptor de transferencia normalmente abierto, y la protección diferencial es una sola.

Para sustituir cualquier interruptor sea por reparación o mantenimiento se hace una maniobra, la cual consiste en cerrar los seccionadores del circuito de transferencia, el interruptor de transferencia debe estar abierto y luego se cierra para energizar la barra auxiliar, con esta maniobra se procede a abrir el interruptor que saldrá de operación y después de esto se abren los seccionadores adjuntas a dicho interruptor. Con esto el circuito donde se hace la maniobra no pierde el servicio y el interruptor que salió de operación queda correctamente aislado y de esta forma a la barra de transferencia se conecta un solo circuito en cada ocasión.

3.3 DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA CON SUS RESPECTIVAS REFORMAS

A continuación, se muestra en la figura 40, el Diagrama Unifilar de la S/E con los respectivos cambios que se le hicieron a nivel de diseño, pensando en una mejor operación y respecto a los símbolos de los elementos y nomenclatura de la S/E según la norma IEC 60617. De esta manera la S/E queda distribuida por zonas para un mejor entendimiento sobre la coordinación en las protecciones. También se observa cómo quedan distribuidos los elementos de maniobra y los respectivos sensores de corriente para las protecciones eléctricas y sobre todo cumpliendo con normas IEC.

Figura 40. Diagrama unifilar de la S/E, con esquemas de protección según IEC



3.3.1 Secuencia de maniobra de S/E. La secuencia de operación de la S/E, depende directamente de su configuración.

La configuración se divide en dos barrajes, una es de barraje principal simple seccionado para el alimentador, mas barra de transferencia seccionado para los demás campos de la misma. En el diagrama unifilar se muestra la S/E repartida en 3 zonas.

El funcionamiento básico de la primera configuración (BAHIA 1), radica simplemente en el cierre de los seccionadores S1, S2 y cierre del interruptor I1, para energizar el resto de la S/E. Cuando se requiere desenergizar el sistema, se abre primero I1, porque el interruptor permite abrir carga o grandes corrientes disipando el arco eléctrico que se genera cuando se abren grandes corrientes eléctricas y luego se abren los seccionadores S1 y S2.

El funcionamiento de la segunda (BAHIA 2), consiste en el cierre del S3, S4 y cierre del interruptor I2, para alimentar el barraje principal y lógicamente cerrado el seccionador de barra (SB2) para energizarla toda y así terminar de energizar la zona 1. Para la des-energización de esta bahía, se procede como el de la bahía 1. Paralelo a esta bahía 2, se tiene un seccionador de bypass S5, que sirve para alimentar la barra de transferencia en caso de falla o mantenimiento del interruptor I2, lógicamente cerrando el seccionador de barra 1(SB1) y así alimentar la BAHIA de Transferencia.

En la zona 2 se tiene la (BAHIA 3) de Transferencia, esta bahía es alimentada cuando de energiza el barraje de Transferencia a través de S5 y consiste en el cierre de los seccionadores S6 y S7 y luego el cierre de interruptor I3, para así alimentar el barraje Principal y alimentar la carga. Para la desenergización de esta bahía se realiza como las anteriores recordando siempre interrumpir primero los seccionadores.

La zona tres contiene la (BAHIA 4) de Carga, esta bahía es alimentada por el barraje principal o por el de Transferencia para energizar la Carga, consiste en cerrar S8, S9 y luego I4, para desenergizar está bahía se realiza como las anteriores bahías.

Las bahías 3 y 4 tienen un seccionador de bypass para realizar mantenimiento del interruptor I3 e I4 y de esta manera la carga siempre estará energizada a través de la barra de transferencia.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS Y CONEXIONADO DE LA PROPUESTA NORMALIZADA PARA LA S/E

A continuación, se nombrarán los equipos necesarios para así obtener la primera Propuesta Normalizada de automatización para la S/E, utilizando tecnologías que cumplan con la IEC 61850. logrando así una comunicación vía Ethernet entre los equipos, pero sobre todo cumpliendo con las necesidades de actualización y respetando lo que posee actualmente la S/E en cuanto a equipos, para que así se pueda maniobrar, controlar y comparar en cuanto a tecnologías, para fines netamente académicos y así aplicable en cursos donde se pueda manipular. Pero sobre todo ir concientizando al estudiante sobre las normas actuales las cuales rigen las S/E y equipos, en los apartados siguientes se informará sobre los equipos necesarios, cantidad y conexionado para esta Propuesta.

3.4.1 Protecciones definidas. A continuación se definieron todos los tipos de protecciones sugeridas que cumplen con la IEC61850 como los relés Siprotec los cuales son la última versión de equipos de protección y control ofrecidos por Siemens, para generadores, motores, transformadores y líneas de transmisión. Capaces de ser integrados a través de redes PROFIBUS / ETHERNET / IEC, para la completa automatización de la S/E.

También se informa en el cuadro 11, la cantidad de estos equipos de protección que se requerirían por zonas de acuerdo al diagrama unifilar y se referenciarán páginas electrónicas con los PDF's donde se encontrarán los manuales de estos equipos y en donde se mostrarán especificaciones de los equipos y posibles conexiones eléctricas para que así quede más sencillo su montaje cuando se adquieran.

Los siguientes equipos de protección nombrados a continuación, son los que se requieren para así lograr que cada zona esté protegida:

- **Zona 1:** Relé de Protección con Pantalla 7UT633, Funciones a proteger en esta zona (87T, 50-51,86).
- **Zona 2:** Relé de Protección con Display 7UT612, Funciones a proteger en esta zona (50/51).
- **Zona 3:** Relé de Protección con Display 7UT612, Funciones a proteger en esta zona (87L, 50/51).

Cuadro 11. Equipos de protección necesarios para la S/E

Cantidad	Equipos	Nivel de Corriente en las Entradas	Tipo de Montaje	N. de Entradas para TC's	Funciones de Protección
1	Protección Siprotec. Ref. 7UT633	1 o 5 Amp	Incrustar	3	87T, 50, 51, 86
2	Protecciones Siprotec. Ref. 7UT612	1 o 5 Amp	Incrustar	2	51, 50, 87L

Como referencia para estos equipos y en donde se encontrara variada información, se usara la referencia a pie de página siguiente²⁸.

3.4.2 Descripción de las señales y eventos por fallas según la zona de protección de la S/E. A continuación, se mostrara como quedan protegidas las zonas que aparece en el diagrama unifilar de la S/E, de igual manera se utilizó la coordinación de protecciones del trabajo de grado anterior, Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la U.A.O, por lo que la coordinación de acuerdo a un análisis que se realizó se encuentra bien a lo que se necesita en la S/E. En el cuadro 12,

²⁸ SIEMENS S.A. Protecciones Inteligentes para subestaciones eléctricas [en línea]. Colombia: 2006 [consultado 24 de Julio de 2011]. 49 p. Disponible en Internet: [www.siemens.com.tr/i/assets/content/.../7ut6x_katalog.pdf%20\(2.886kb\)](http://www.siemens.com.tr/i/assets/content/.../7ut6x_katalog.pdf%20(2.886kb))

se plantea los posibles eventos en caso de falla en cada una de las zonas y de cómo sería la respuesta de cada protección y también aparecen los tipos de funciones de protección que contendría cada zona.

Cuadro 12. Eventos y señales generadas por fallas en la S/E

Eventos	Descripción de Señales
Falla en Zona de Protección 1	La Zona 1, se encuentra Protegida por una Protección Diferencial 86, 87T del Transformador de Potencia las cuales actúan sobre el Interruptor 1 y 2 , pero adicionalmente posee una Protección de Sobre-corriente 51, 51N que Actúa sobre I2 .
Falla en Zona de Protección 2	La Zona 2, se encuentra Protegida por una Protección Diferencial 87 de la Barra de Transferencia, pero adicionalmente posee una Protección de Sobre-corriente 51 que Actúan sobre I3 . También posee otra Protección Diferencial 87 de la Barra Principal, y también posee una protección de Sobre-corriente 51 que Actuaría Sobre I4 .
Falla en Zona de Protección 3	La Zona 3, se encuentra Protegida por una Protección de Sobre-corriente 51,51N Monitoreando la Corriente A través del Interruptor I5 o Comodín y el cual actuaría Sobre él.
Falla en Zona de Protección 4	La Zona 4, se encuentra Protegida por una Protección de Sobre-corriente 51,51N Monitoreando la Corriente A través del Interruptor I6 o Interruptor del Alimentador de la Carga para así Actuar sobre él.

3.4.3 Diagramas eléctricos de los instrumentos de medida. A continuación, se muestra como debe ser la conexión de los instrumentos de medida como los TC's en la S/E de acuerdo a cada zona a proteger como se muestra en el diagrama unifilar y así estas señales medidas sean entregadas a los relés de protección para cumplir con la norma IEC y más adelante se informara en referencias de páginas de Internet sobre las marcas y catálogos necesarias de estos equipos para así acondicionar la S/E.

En los apartados siguientes se informara sobre el conexionado eléctrico de estos equipos de protección acoplándolos a la S/E.

3.4.3.1 Conexión de TC's a protecciones Siprotec. En las siguientes figuras 41, 42 y 43, se muestra la manera de conectar eléctricamente los TC's existentes en cada punto a sensar y de cómo sería esta conexión a los relés de protección Siprotec según la zona de protección. En cuanto a la compra de los TC's no es necesario realizar esta inversión, porque los que están montados cumplen actualmente con la norma IEC 60185, además son de buena marca como lo son (Telemechanique, Siemens) y además se encuentran en perfecto estado.

A continuación en la figura 41, se muestra el plano de conexionado eléctrico de los TC's con el relé Siprotec 7UT633 de la zona 1, y acoplándolo a las borneras eléctricas de conexionado actual de la S/E, ubicados dentro de la nave principal de maniobras, para así obtener la protección Diferencial del transformador y Sobrecorriente de la subestación en esta zona y así disparando los interruptores I1 O I2 en las BAHIA 1 o BAHIA 2, respecto a la bornera de conexionado en el plano de la figura 41, se muestra el número de bornera y los pines que se necesitan para la conexión de estos equipos.

En la figura 42, se muestra el plano de conexionado eléctrico de los TC's con el relé Siprotec 7UT612 de la zona 2, y acoplándolo a las borneras eléctricas de conexionado actual de la S/E, ubicados dentro de la nave principal de maniobras, para así obtener la protección de Transferencia de la subestación en esta zona y así disparando el interruptor I3 en la BAHIA 3, respecto a la bornera de conexionado en el plano de la figura 42, se muestra el número de bornera y los pines que se necesitan para la conexión de estos equipos.

En la figura 43, se muestra el plano de conexionado eléctrico de los TC's con el otro relé Siprotec 7UT612 de la zona 3, y acoplándolo a las borneras eléctricas de conexionado actual de la S/E, ubicados dentro de la nave principal de maniobras, para así obtener la protección en la Carga de la subestación en esta zona y así disparando el interruptor I4 en la BAHIA 4, respecto a la bornera de conexionado en el plano de la figura 43, se muestra el número de bornera y los pines que se necesitan para la conexión de estos equipos.

Figura 41. Diagrama de conexionado eléctrico en la Zona 1, de los TC's al relé de protección Siprotec 7UT633 para realizar la protección diferencial en el Trafo

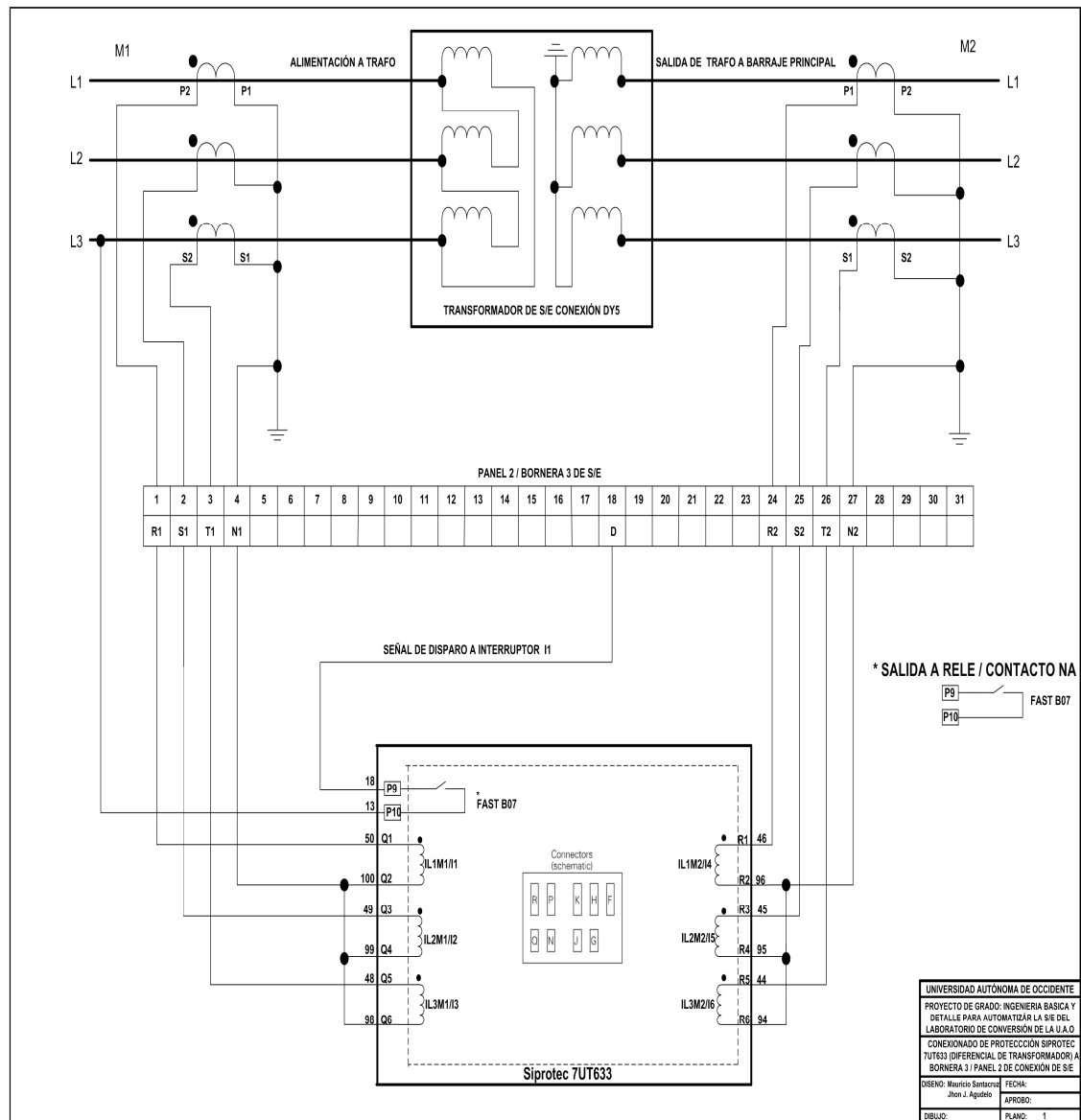
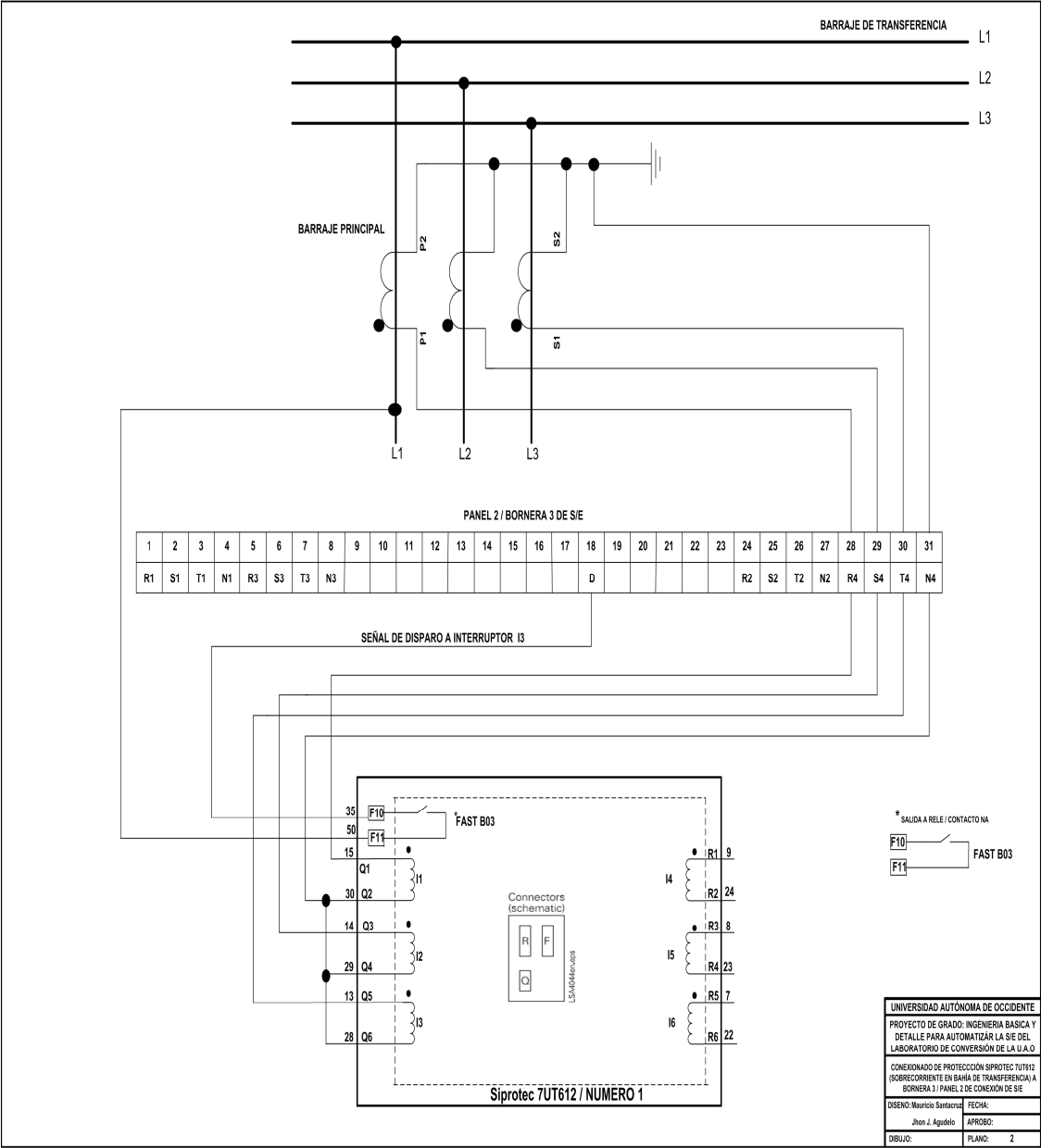


Figura 42. Diagrama de conexión eléctrica en la Zona 2, de los TC's al relé de protección Siprotec 7UT612 para realizar la protección en bahía de transferencia



BARRAJE PRINCIPAL

L1

L2

L3

ALIMENTACIÓN HACIA CARGA

PANEL 1 / BORNERA 4 DE S/E

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
R6	S6	T6	N6	R4	S4	T4	N4	RV	SV	TV	NV	R5	S5	T5	N5	+	D4	+	F	N	4	5	6	7	8	9	10	11	12	

SEÑAL DE DISPARO A INTERRUPTOR I4

FAST B03

CONNECTORS (SCHEMATIC)

Siprotec 7UT612 / NUMERO 2

* SALIDA A RELE / CONTACTO NA

F10

F11

FAST B03

UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE

PROYECTO DE GRADO: INGENIERÍA BÁSICA Y DETALLE PARA AUTOMATIZAR LA SIE DEL LABORATORIO DE CONVERSIÓN DE LA U.A.O.

CONDICIONADO DE PROTECCIÓN SIPROTEC 7UT612 (SOBRECORRIENTE EN BAÑA DE CARGA) A BORNERA 4 / PANEL 1 DE CONEXIÓN DE SIE

DISEÑO: Mauricio Santacruz

FECHA:

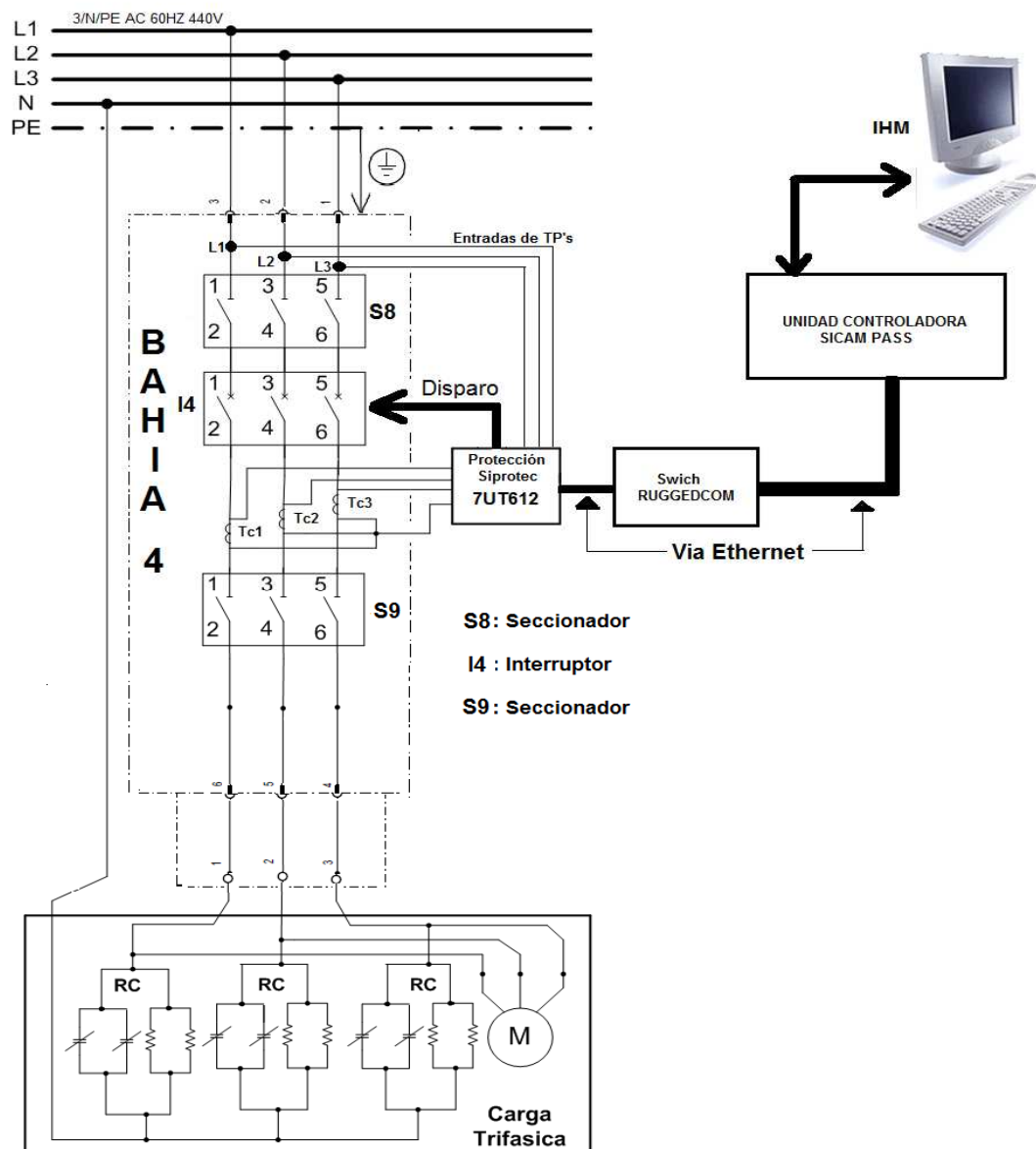
Jhon J. Agudelo

APROBO:

DIBUJO: PLANO: 3

En la siguiente figura 44, se muestra el diagrama eléctrico de los equipos de manera general en este caso mostrando la conexión de la protección 7UT612 de la BAHIA 4 de carga, acoplándolo al switch Ruggedcom y al IHM.

Figura 44. Diagrama eléctrico general de conexionado de equipos en una bahía (alimentación a carga) de la S/E



3.5 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS Y CONEXIONADO DE LA PROPUESTA DIDÁCTICA ESCALABLE PARA LA S/E

A continuación, se nombrarán los equipos que se necesitarían para lograr la segunda propuesta de automatización de la S/E, utilizando otras tecnologías y aprovechando que la universidad autónoma de occidente cuenta con algunos de estas y así aprovecharlas. logrando así una comunicación vía Profibus DP y Ethernet con los equipos, pero sobre todo cumpliendo con las necesidades la cual es una subestación didáctica escalable que se pueda maniobrar y controlar para afines netamente académicos y así aplicable en cursos donde se pueda manipular. Pero sobre todo ir concientizando al estudiante sobre las normas actuales las cuales rigen las S/E y equipos, en los apartados siguientes se informara sobre los equipos necesarios, cantidad y conexionado para esta propuesta.

3.5.1 Simocode PRO V-DP (Centro de Control de Accionamiento). Los Simocode son equipos que se usan para protección y control de motores de corriente alterna. Es un equipo para accionamiento eléctrico e interfaz el cual es programable pero en realidad es el queda la orden a un dispositivo de potencia. El Simocode entraría actuar entre el grupo de control de la S/E, al Simocode llegarían las protecciones, los enclavamientos. Este equipo es un sistema microprocesado usado en aplicaciones para la Industria Electrica donde se requiera automatización y control de Accionamientos, en este caso se usara porque son equipos económicos respecto a los utilizados en S/E como las protecciones inteligentes y los interruptores.

Como se comentó, estos equipos se usaran para que se acoplen con los contactores antiguos los cuales simulan los interruptores de potencia en la S/E, y también reemplazarán las protecciones mecánicas antiguas que posee en el momento, este Centro De Control De Accionamiento como es llamado, tiene una función la cual es la de suministrar la alimentación a la carga de una forma fácil y regulable, también activa automáticamente los enclavamientos necesarios, proporciona una gran cantidad de datos de funcionamiento y servicio de diagnóstico a través de su software, pero sobre todo se integra a la gestión por completo de la carga en un sistema de automatización principal a través de comunicación **PROFIBUS DP**. En este caso funcionarían correctamente en la

aplicación que se quiere desarrollar ya que por medio de ellos se puede aprovechar la visualización y controlar la subestación local o remotamente.

Estos equipos pueden realizar cálculo de operaciones, diagnósticos, datos estadísticos y una alta comunicación entre el nivel automático y del equipo. A través de ellos se puede mantener supervisión, control y monitoreo de la S/E.

El Simocode es el ideal para esta propuesta, porque se puede comunicar por vía Profibus-DP a través del SCADA, al Simocode se le anexa sensores de corriente los cuales se pueden encontrar de diferentes rangos de 0.25 a 820 Amp, pero en el caso de la S/E por el nivel de amperaje que maneja de 60 Amp nominales se necesitarían **módulos de corriente de (20 a 200 Amp)**, en este caso no habría que utilizar los sensores de corriente convencionales los cuales posee la S/E actualmente.

Los Simocode tendrán adicionalmente paneles de operación los cuales pueden ser conectados directamente al dispositivo o a módulos de expansión, con este panel se puede controlar el equipo localmente en caso de mantenimiento o falla.

El Simocode se parametriza y se configura con su software **WIN-SIMOCODE-ES**, el cual se requiere para la integración como esclavo del controlador maestro **S7-300** de Siemens a través del software **SIMATIC S7** por medio de **PROFIBUS DP**.

A continuación se mostrara en el cuadro 13, la cantidad de unidades de control Simocode, las cuales serían para simular interruptores y protecciones, los módulos de medición de corriente y paneles que se necesitarían para este tipo de diseño.

Cuadro 13. Equipos Simocode necesarios

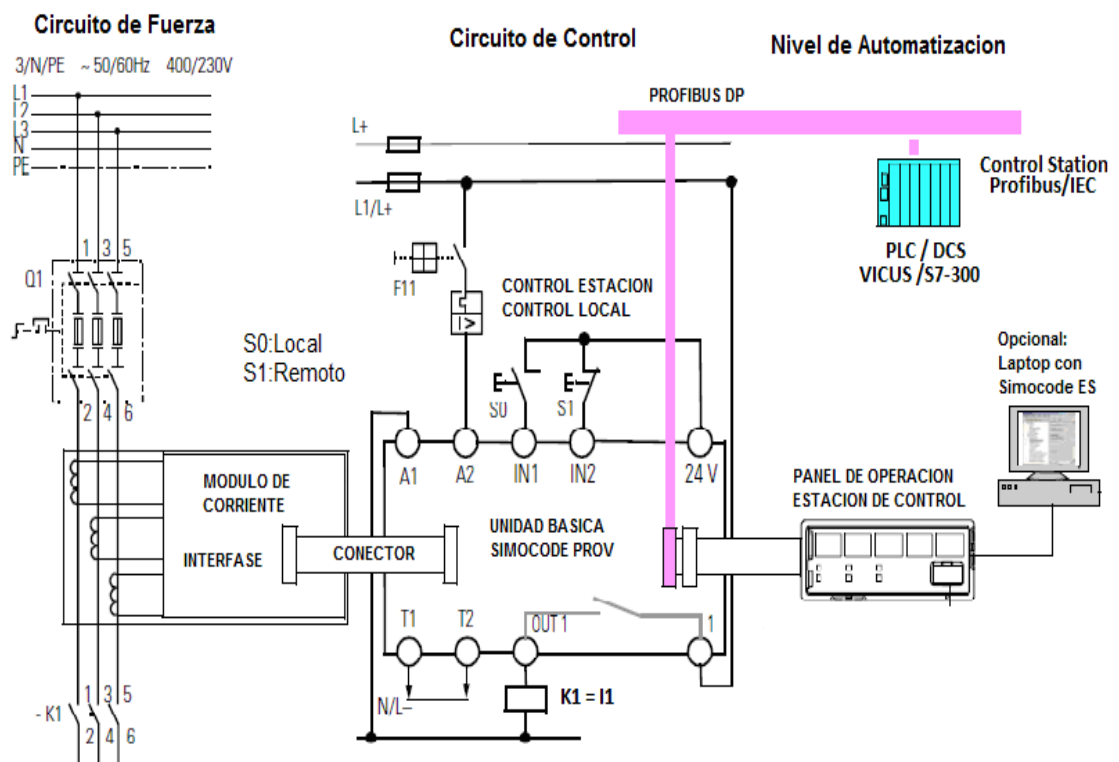
Cantidad	Equipos	Nivel de Corriente o Voltaje	Tipo de Montaje
2	Simocode para Simular Protecciones.	DC 24V o AC/DC110...240	Sobre Riel
2	Módulos de Medición de Corriente	20200 Amp	Sobre Riel
2	Paneles de Control	-----	Incrustar

Como referencia para estos equipos y en donde se encontrara variada información, se usaran los siguientes pies de páginas a continuacion^{29 30}.

3.5.2 Diagramas de borneras para niveles de fuerza y control vía Profibus.

En la siguiente figura 45, se muestra como debe ser la conexión del acople entre los equipos Simocode con el nivel de fuerza, control y automatización, la cual en este caso sería vía Profibus DP Y los cuales irían acoplados por este puerto de comunicación al Controlador en este caso un PLC S7-300 y a un Scada IHM.

Figura 45. Diagrama eléctrico de acople entre nivel de fuerza, control y automatización en la S/E



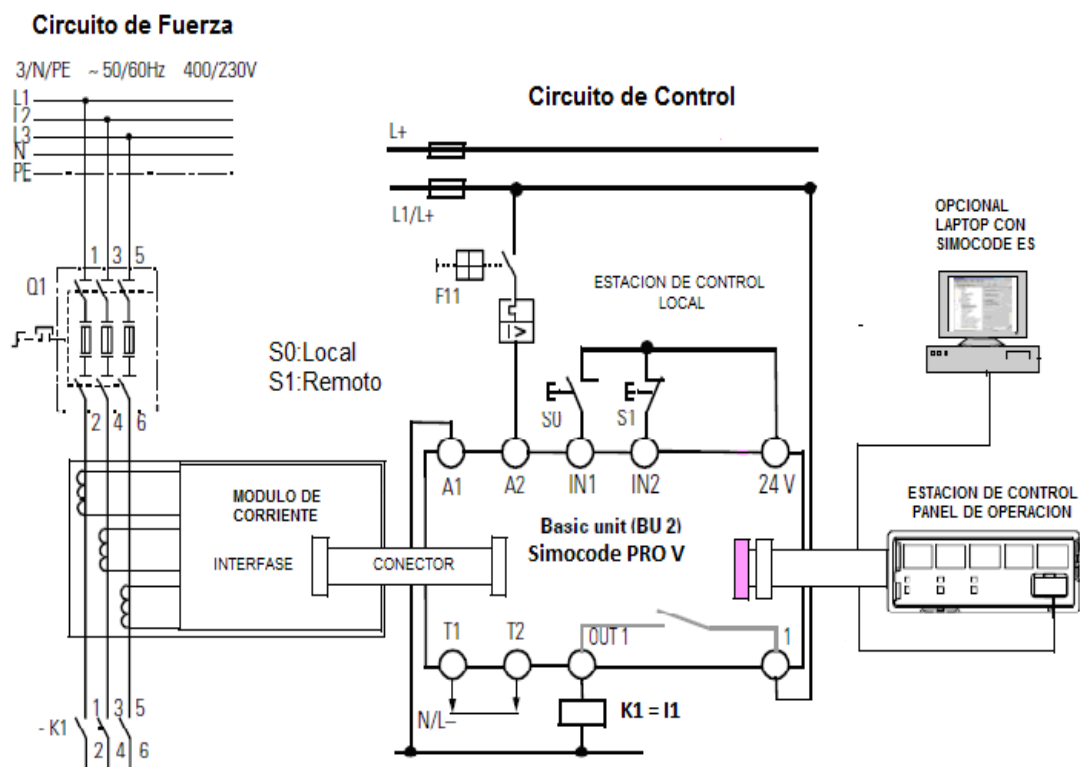
²⁹ SIEMENS S.A. Producto Eléctricos Industriales, Lista de precios [en línea]. Colombia: 2010 [consultado 05 de Julio de 2011]. 142 p. 56-57 p. Disponible en Internet: <http://www.asoingenieria.com/documentos/Productos%20electricos%20industriales.pdf>

³⁰ SIEMENS S.A. Sirius Motor Management, Catalog LV1 News [en línea]. 2005 [consultado 05 de Julio de 2011]. 290 p. 1-35 p. Disponible en Internet: <http://www.automation.siemens.com/cd-static/material/catalogs/e86060-k1002-a121-a4-7600.pdf>

3.5.3 Diagramas eléctricos de los centros de control de accionamiento que operarían como interruptores y relés de protección de potencia en la subestación didáctica. A continuación, se mostraran diagramas eléctricos de los módulos didácticos Simocode, que funcionarían como dispositivos de control de accionamiento y que puede simular un interruptor, una protección y todas sus funciones. Pero a final de cada apartado donde aparezcan estos diagramas se anexaran los equipos que se requerirían y sus conexiones para acoplar a la S/E.

3.5.3.1 Diagramas de borneras para simular una protección eléctrica con Simocode de modo didáctico. En la figura 46, se muestra de forma genérica, como debe ser la conexión del acople entre los elementos que simularían una protección eléctrica entre un contactor de potencia, el módulo sensor de corriente, el equipo de control y protección (Simocode).

Figura 46. Diagrama eléctrico genérico del acople entre un Simocode, los módulos de corriente y contactor para simular una protección eléctrica microprocesada



En la figura 47, se muestra el diagrama eléctrico de conexionado de un Simocode, recibiendo las señales de una bahía y realizando el disparo del Interruptor que es simulado por un cofactor, para propuesta 2 (didáctica escalable)

Figura 47. Plano eléctrico de conexionado de equipos en la S/E, para propuesta 2 (didáctica escalable) y esquema funcional en software Simocode ES

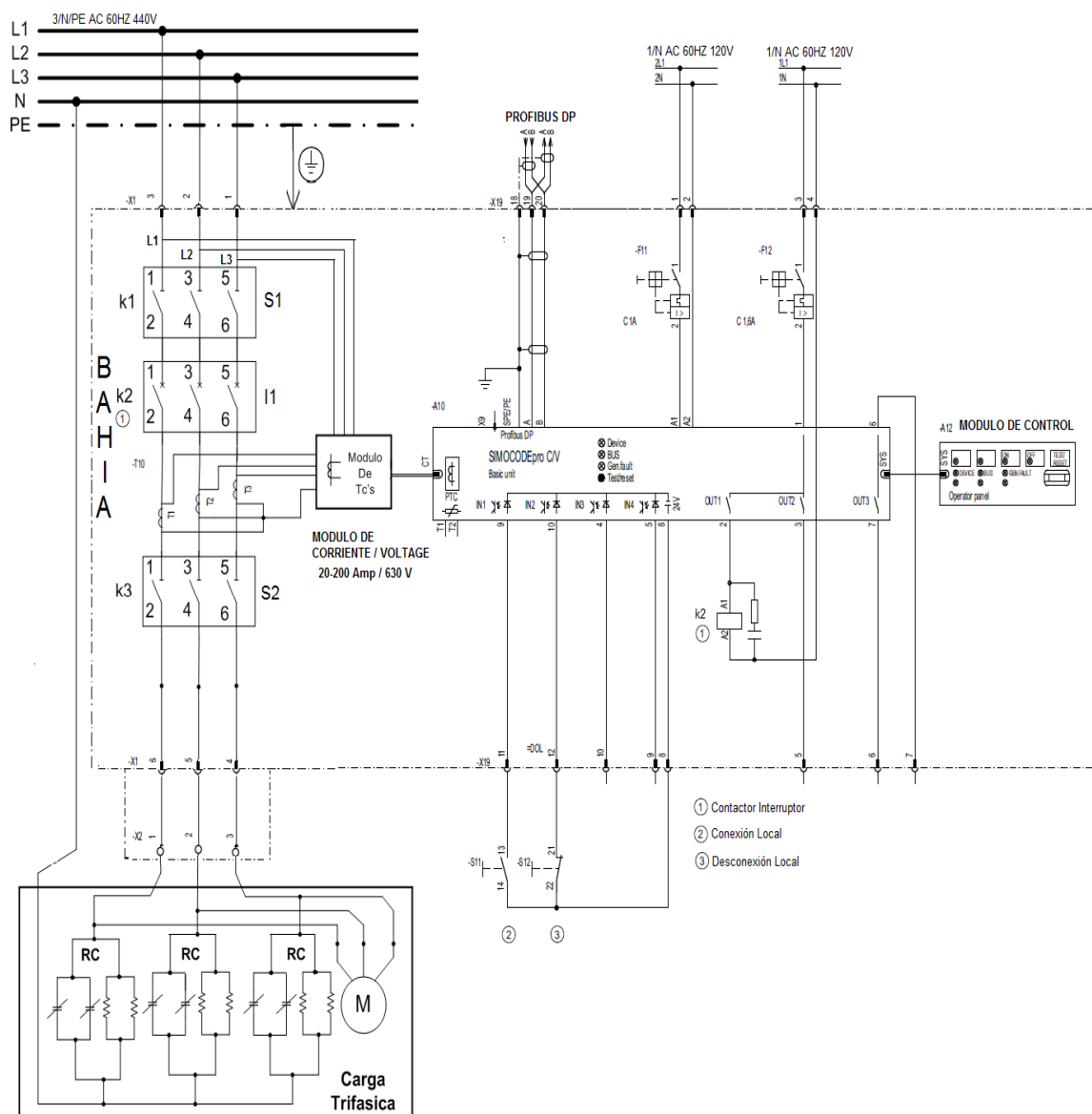
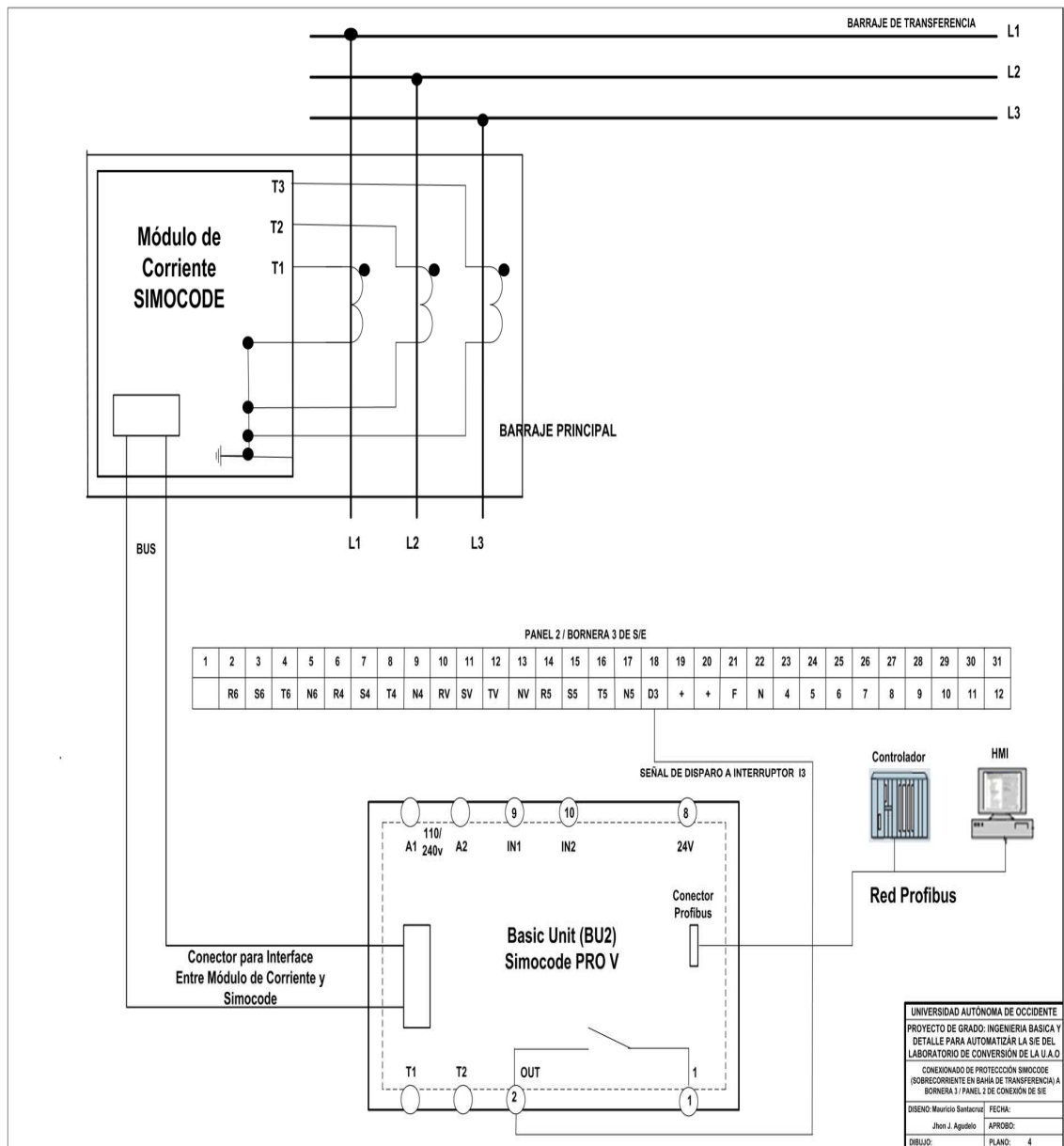


Figura 48. Conexión de Protección Simocode (Sobre-Corriente en bahía de Carga) a bornera 4 /Panel 1 de conexión de S/E del Laboratorio



En la figura 49, se muestra de forma detallada, como debe ser la conexión del acople entre los elementos que simulan la protección eléctrica, módulo sensor de corriente, y el Interruptor. Aquí se muestra el equipo de control y protección (Simocode), en la bahía 3, que es la bahía que está asociada a la Transferencia de la S/E del Laboratorio de Automática.

Figura 49. Conexionado de Protección Simocode de (Sobre-Corriente en bahía de Transferencia) a bornera 3 / Panel 2 de Conexión de S/E



En la figura 50, se muestra el diagrama de bloques de cómo realiza el mando automático un Simocode operando como protección al realizar el disparo de el Interruptor.

3.6 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

De acuerdo a los estándares y normas descritas en la Ingeniería Básica, se presentan dos propuestas:

La primera es una arquitectura basada en IPC (Industrial PC) y la segunda basada en PLC. La segunda propuesta es escalable, económica y didáctica para las actuales necesidades del laboratorio, pero accesible para implementar a futuro la primera propuesta.

A continuación se muestra en la figura 51, el diagrama de la primera propuesta, y en la figura 52, el diagrama de la segunda.

Figura 51. Diagrama Según la Norma IEC

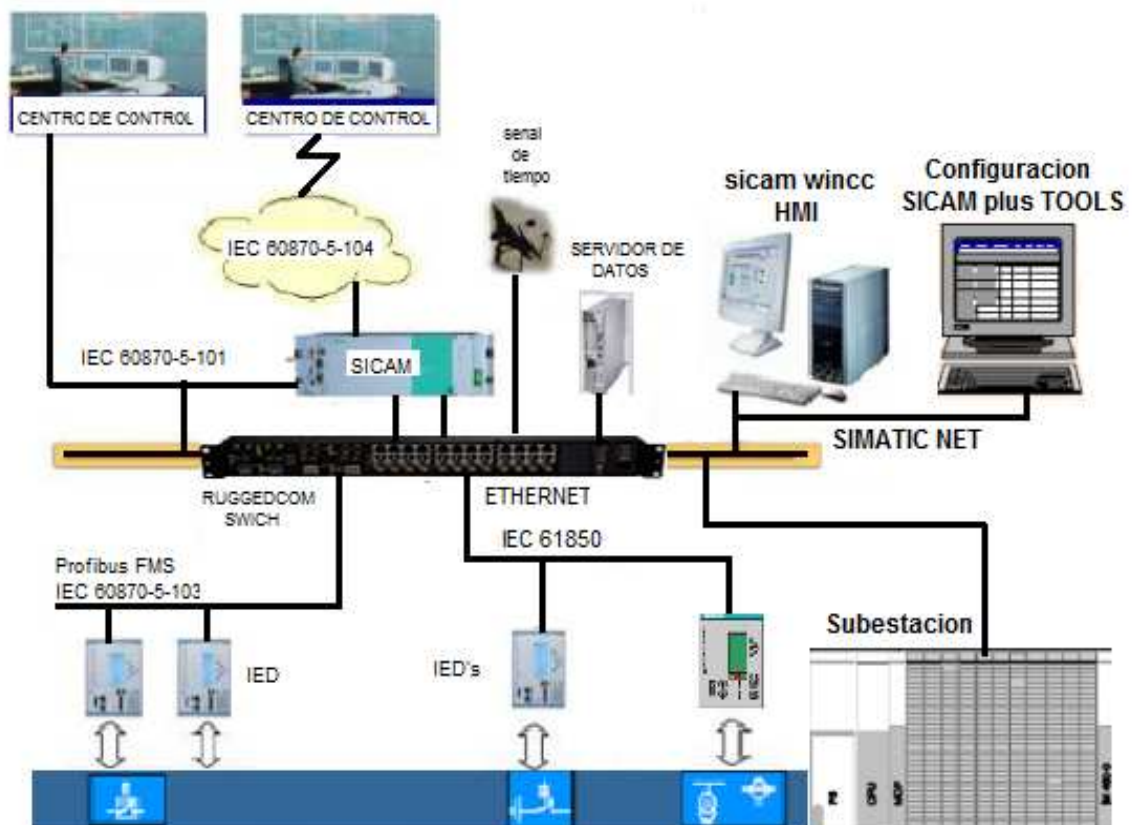


Figura 52. Diagrama Didáctico Escalable hacia lo inteligente



3.7 DIAGRAMAS DE PROGRAMACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

En este apartado se determina la secuencia lógica que debe hacerse en la S/E para realizar las maniobras.

3.7.1 Diagrama de la secuencia lógica para la maniobra de la S/E. La maniobra de la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía de la UAO, debe hacerse de manera secuencial, esto quiere decir que se deben realizar unos pasos sucesivos para cumplir con las condiciones de arranque y también de parada. En esta secuencia lógica hay unos procedimientos que tiene que hacerse o de lo contrario la secuencia se detiene, estos procedimientos incluyen unos pasos llamados condiciones de bloqueo, estas condiciones deben llegar al controlador de la S/E, y este a su vez debe generar la orden para que se pueda seguir con la secuencia. A

continuación, se observara en la figura 53 el diagrama de flujo de los permisos que se deben cumplir, para poder operar la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía de la UAO de acuerdo a la lógica antes vista.

3.7.2 Secuencia logica de la Subestacion Eléctrica. La operación de la S/E se hace de manera secuencial, por lo tanto se debe realizar un diagrama logico para realizar cualquier maniobra y que de esta manera se evite hacer operaciones indebidas en la S/E (Ver figura 53). Esta secuencia logica debe estar determinada por unos eventos llamados permisos de la S/E. Los permisos comprenden cada evento que se realice al maniobrar la subestacion, como son operar un seccionador o un interruptor, cada evento de estos genera una señal que llega al controlador de la S/E.

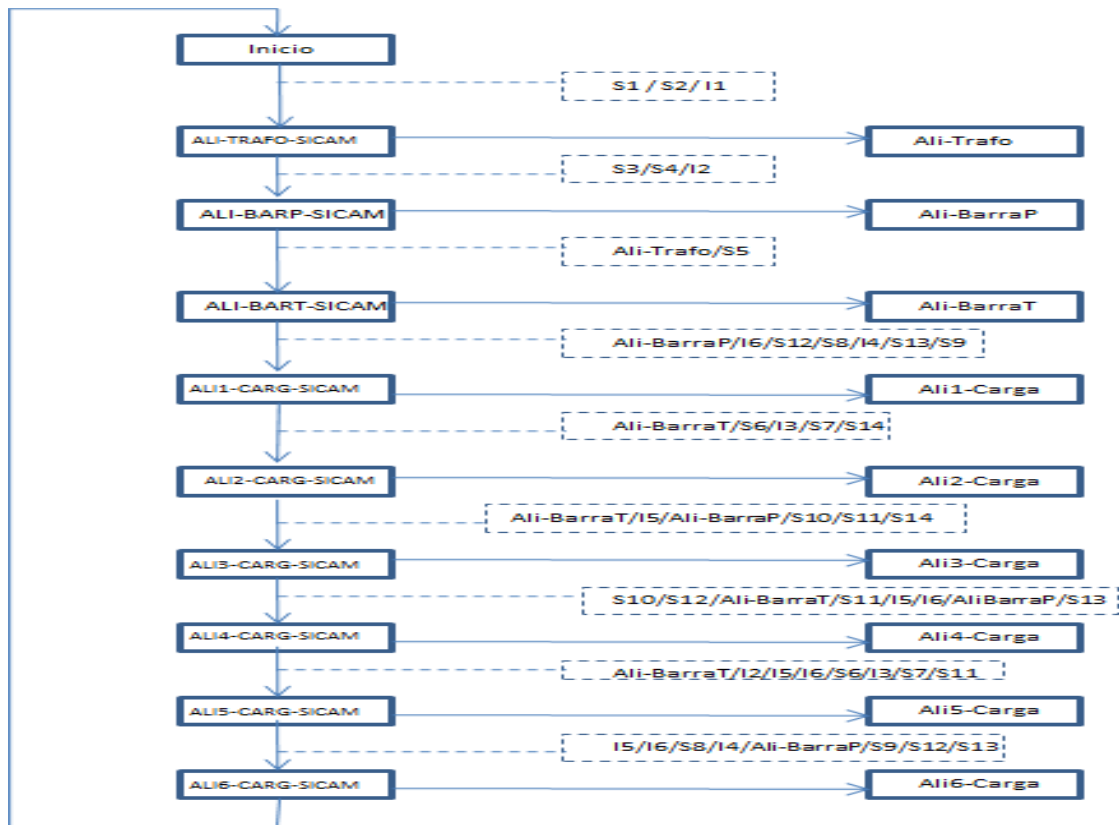
El sistema de control debe tener una secuencia logica programada con unos permisos que le garanticen al sistema el funcionamiento con una optima confiabilidad y seguridad.

Cada bahia de la S/E consta de un Seccionador, seguido de un Interruptor y otro Seccionador, esto conforma un sistema completo para alimentar un equipo dentro de la S/E del Laboratorio de Conversion de la UAO, como lo son el Transformador, las barras principal y de transferencia, otras bahias y logicamente la carga. Con esta logica se establecen tambien los permisos de la subestacion, que no son mas que las restricciones que se deben realizar en la S/E para seguir con la secuencia de operación.

En el programa del controlador de la S/E, se determina logicamente que dispositivos deben ser operados en primer lugar para cumplir con las maniobras, sin que el control o la logica impidan realizar determinada operación.

En el diagrama unifilar visto en la figura 40, se muestran los simbolos usados para cada seccionador, interruptor y equipo de la S/E, de manera que puedan ser entendidos por el usuario. Luego se asocia a cada simbolo una direccion en el controlador de la S/E y tambien un nombre para hacer mas especifico a que dispositivo dentro de la S/E, corresponde cada simbolo y direccion.

Figura 53. Diagrama de flujo para realizar la maniobra de la S/E con Los Permisivos



En la figura 53, se muestran los pasos para realizar las maniobras en la S/E. El bloque de (Inicio), permite enlazar la salida del transformador y la primera bahía. El siguiente paso es cerrar los Seccionadores 1 y 2 (S1 y S2) y luego el Interruptor 1 (I1), que comprenden la bahía 1. Teniendo esta condición, queda habilitado el bloque (ALI-TRAFO-SICAM), y por lo tanto el controlador energizará el transformador, que en el diagrama es el bloque (Ali-Trafo). Teniendo el bloque (ALI-TRAFO-SICAM), se procede a habilitar la siguiente condición, y activar los Seccionadores 3 y 4 (S3 y S4), que pertenecen a la bahía 2, con esta bahía energizada, el bloque (ALI-BARP-SICAM) se habilita permitiendo que se energice la Barra Principal de la S/E, bloque (Ali-BarraP). Siguiendo con la secuencia lógica, Dándose la condición (Ali-Trafo / S5), se activará el bloque (ALI-BART-SICAM), y con esto se energiza la Barra de Transferencia, bloque (Ali-BarraT). Cumpliéndose todo lo anterior, y la condición (Ali-BarraP-I6/S12/S8/I4/S13/S9), se llega a la primera forma de alimentar eléctricamente la carga.

La secuencia que sigue, son otras formas de alimentar la carga, y también se deben cumplir condiciones que observando el esquema y de acuerdo a las explicaciones anteriormente dadas, se comprende de qué formas se energiza la carga.

De acuerdo a la secuencia lógica que se debe realizar para operar la subestación eléctrica del laboratorio, se ha realizado una tabla (Ver Cuadro 14), en donde se direccionan cada uno de los componentes que conforman las bahías de la S/E de acuerdo al diagrama unifilar de la figura 40. Esto con el fin de realizar el direccionamiento en el Controlador para cada Seccionador e Interruptor de cada bahía, tanto para el cierre como para la apertura.

En el cuadro 14, El símbolo (Symbol) corresponde a la nomenclatura que se le da a los seccionadores e Interruptores de las bahías como se muestra en la figura 40, la dirección (Address), es la forma en que se debe direccionar cada uno de los elementos de la bahía en el controlador y por último hay un comentario (Comment) que corresponde al nombre completo del equipo o elemento que corresponde dentro de la S/E. Ver cuadro 14.

Cuadro 14. Símbolos de la Secuencia Lógica de la S/E

Symbol Table				
		Symbol	Address	Comment
1		S1	I0.0	SECCIONADOR NUMERO1
2		S2	I0.1	SECCIONADOR NUMERO2
3		I1	I0.2	INTERRUPTOR NUMERO1
4		TRAFO	Q0.0	ALIMENTACION DE TRAFO
5		S3	I0.3	SECCIONADOR NUMERO3
6		S4	I0.4	SECCIONADOR NUMERO4
7		I2	I0.5	INTERRUPTOR NUMERO2
8		BP	Q0.1	ALIMENTACION BARRA PRINCIPAL
9		S5	I0.6	SECCIONADOR NUMERO5
10		BT	Q0.2	ALIMENTADOR BARRA TRANSFERENCIA
11		S8	I0.7	SECCIONADOR NUMERO8
12		I4	I1.0	INTERRUPTOR NUMERO4
13		S9	I1.1	SECCIONADOR NUMERO9
14		S12	I1.2	SECCIONADOR NUMERO12
15		I6	I1.3	INTERRUPTOR NUMERO6
16		S13	I1.4	SECCIONADOR NUMERO13
17		L1	Q0.3	ALIMENTACION A LAS CARGAS
18		S6	I1.5	SECCIONADOR NUMERO6
19		S7	I1.7	SECCIONADOR NUMERO7
20		S14	I2.0	SECCIONADOR NUMERO14
21		L2	Q0.4	ALIMENTACION A LAS CARGAS
22		I3	I1.6	INTERRUPTOR NUMERO3
23		S11	I2.1	SECCIONADOR NUMERO11
24		I5	I2.2	INTERRUPTOR NUMERO5
25		S10	I2.3	SECCIONADOR NUMERO10
26		L3	Q0.5	ALIMENTACION A LAS CARGAS
27		L4	Q0.6	ALIMENTACION A LAS CARGAS
28		L5	Q0.7	ALIMENTACION A LAS CARGAS
29		L6	Q1.0	ALIMENTACION A LAS CARGAS

3.7.3 Diagramas de Bloques. A continuación se muestra la secuencia de programación en bloques en CFC de la S/E del Laboratorio de Conversión de la U.A.O.

De acuerdo a la norma IEC 61850, todas las subestaciones eléctricas que se diseñen deben cumplir con los nuevos estándares de control y comunicación. Cuando ocurren eventos dentro de la S/E, estos van directamente a la SICAM, pero antes de que los comandos puedan realizar su tarea, los bloques de la SICAM realizan un procesamiento de los datos de los eventos y luego si los envían a la salida del controlador.

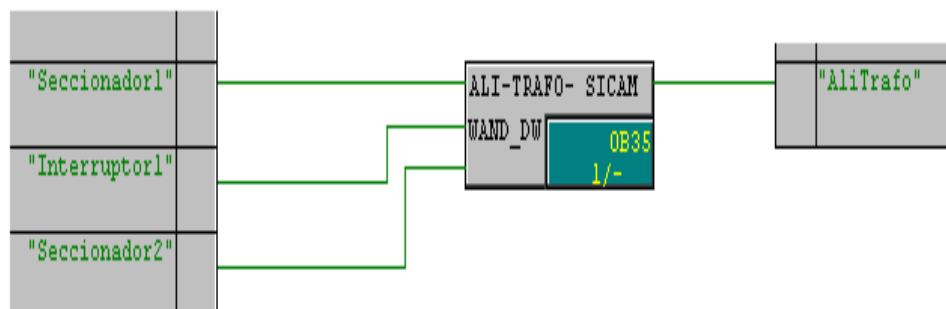
Por lo tanto existe una herramienta para automatizar S/E (SAS) que cumple con estos estándares llamada SICAM PAS. A continuación se encuentran los bloques que sirven para realizar la automatización de la S/E del Laboratorio de Conversión de energía de la UAO.

3.7.3.1. Bloques Lógicos en el Lenguaje de programación CFC. En este apartado se muestra la secuencia lógica del funcionamiento de la S/E a nivel de la programación con el lenguaje estándar CFC. Se usa este lenguaje para programar el controlador de la S/E, porque es el que exige la norma IEC. Lo que se hizo fue tomar la lógica de funcionamiento, operación y maniobra de la S/E y pre-programar estas funciones en cada bloque del CFC para hacerlas automatizadas.

El primer bloque se llama (ALI-TRAFO-SICAM) como se muestra en la figura 54, en este bloque está integrada la lógica de las señales de entrada de la primera bahía de la S/E. Es un bloque que es mucho más práctico y fácil de usar al momento de realizar la programación porque cada bloque tiene una pre-programación que ayuda al momento de realizar la programación. Este bloque se puede conectar directamente a señales externas de la S/E, por ejemplo las señales que vienen de la bahía 1. También internamente se puede armar una lógica con sus entradas de acuerdo a la necesidad de los Interlocks y permisos de la S/E. Es un bloque que recibe los datos en un formato DW (Doble Palabra), para efectuar el procesamiento de los eventos efectuados por el seccionador 1, el seccionador 2, y el interruptor 1, arma la estructura con los datos que recibe y los procesa, luego los envía a una transición llamada comando, que es la salida del

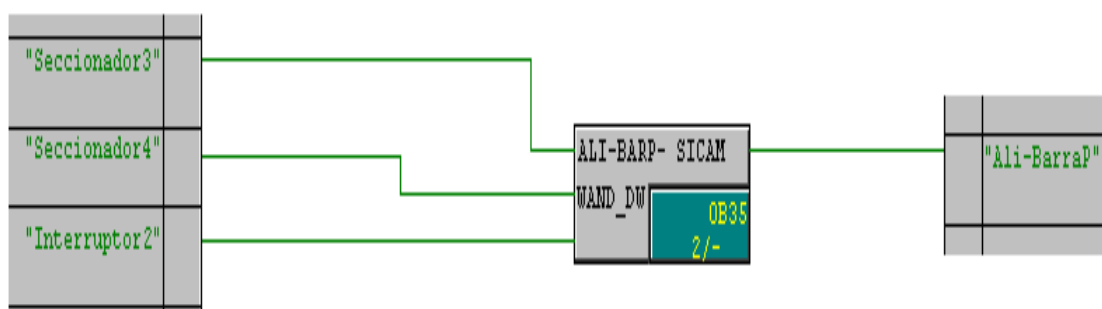
bloque y esta se asocia a una salida del controlador para activar la conexión de energía del Transformador. A esta salida que sirve para energizar el Transformador se le denomina (Ali-Trafo).

Figura 54. Bloque Alimentador Trafo



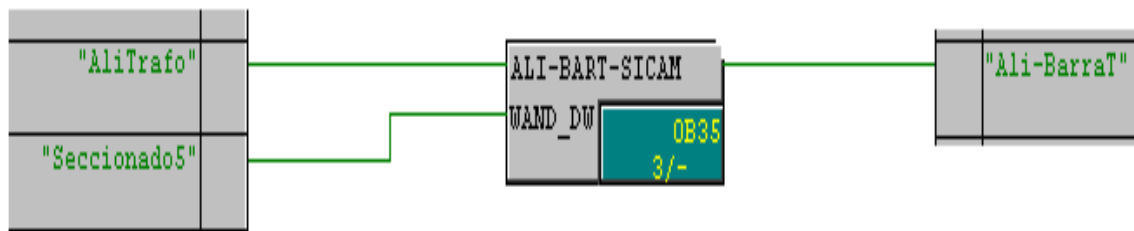
El segundo bloque, es llamado (ALI-BARP-SICAM), con este bloque se activa la Barra Principal de la S/E. Los eventos dependen del seccionador3, del seccionador 4 y del Interruptor5. El bloque realiza la transición y activa el comando o la salida (Ali-BarraP). Todos los bloques del CFC que se usaron para programar la lógica de la S/E, tienen la misma estructura del bloque de la figura 54, por lo tanto aplica la misma explicación para este bloque de la figura 55.

Figura 55. Bloque Alimentador Barra Principal



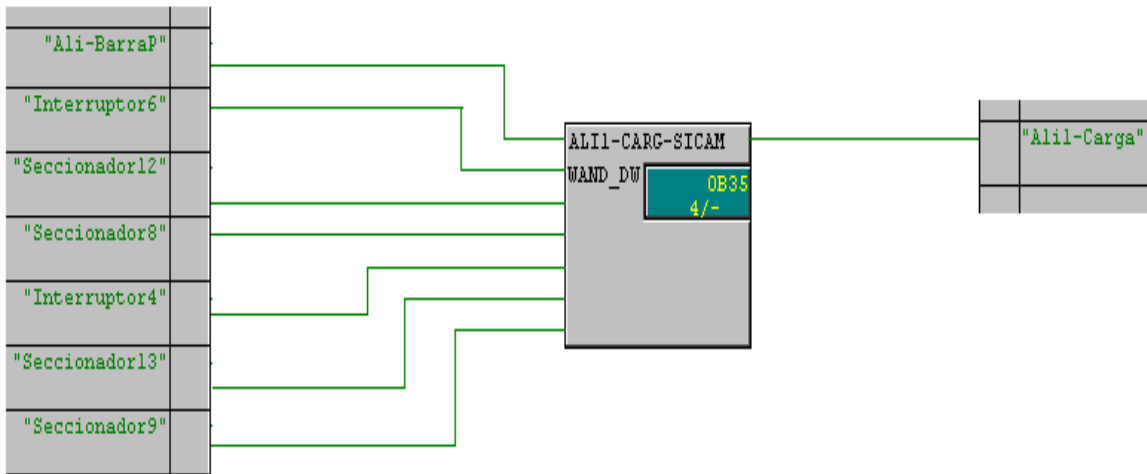
Para activar o energizar la barra de transferencia, llamada (ALI-BART-SICAM), se esperan los eventos Ali-Trafo y el seccionador5 como se muestra en la figura 56. Con estos eventos activados, el SICAM da la orden para que se active el comando Ali-BarraT, y la barra de transferencia queda energizada.

Figura 56. Bloque Alimentador Barra de Transferencia



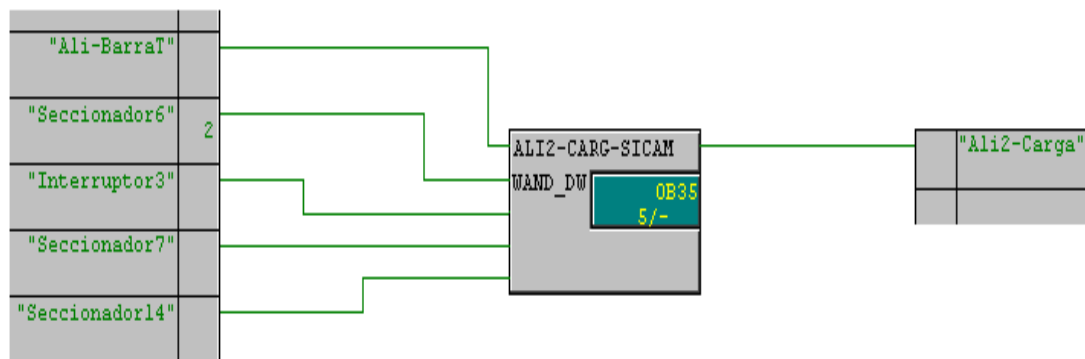
Teniendo el transformador alimentado, y las barras principal y de transferencia, de acuerdo a los Interlocks de cada barra, el bloque (ALI1-CARG-SICAM) que es la primera manera de alimentar la carga, procesa los datos que le llegan y el SICAM da la orden para que el comando Ali1-Carga se pueda activar y de esta manera a la Carga le llegara energía. Teniendo los eventos activos de Ali-BarraP, Interruptor 6, seccionador 12, seccionador 8, Interruptor 4, seccionador 13, seccionador 9, activa el comando Ali1-Carga, ver figura 57.

Figura 57. Bloque Alimentador 1 de la Carga



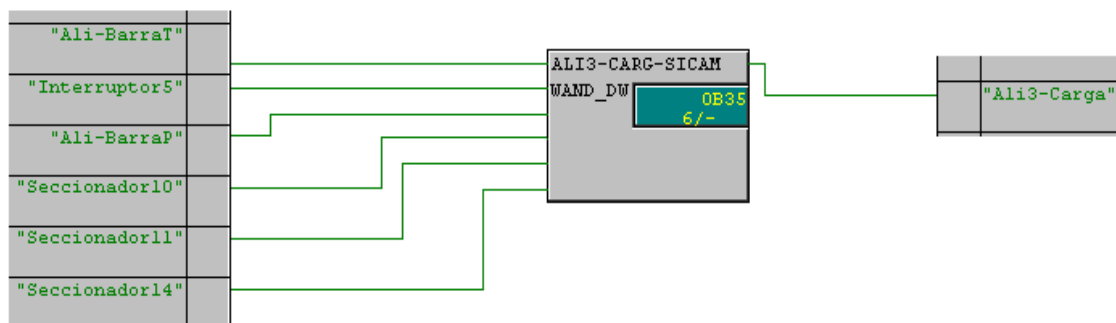
El bloque (ALI2-CARG-SICAM), es otra manera para que la SICAM alimente eléctricamente la carga. Teniendo como eventos Ali-BarraT, seccionador 6, Interruptor 3, seccionador 7, seccionador 4, se genera la activación del comando Ali2-Carga como se muestra en la figura 58.

Figura 58. Bloque Alimentador 2 de la Carga



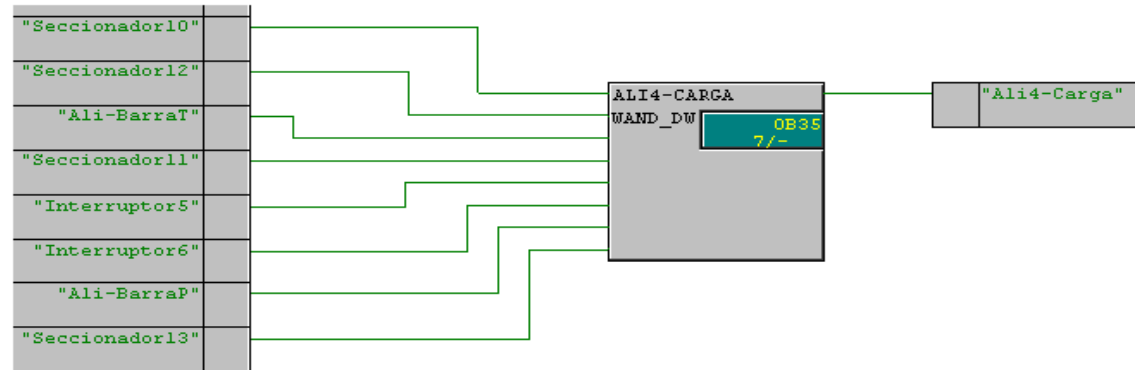
El bloque (ALI3-CARG-SICAM), como se muestra en la figura 59, es la activación del bloque para que energiza de una forma distinta la carga, cuando se den los eventos Ali-BarraT, Interruptor 5, Ali-BarraP, seccionador 10, seccionador 11, seccionador 14, están los parámetros para que el comando Ali3-Carga se pueda activar.

Figura 59. Bloque Alimentador 3 de la Carga



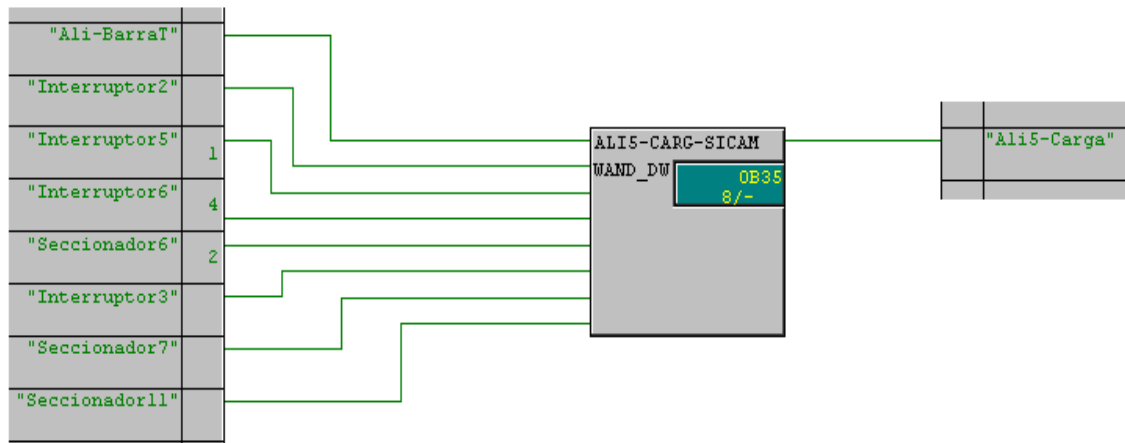
Como el objetivo es que la carga no se quede des-energizada, se diseñaron varias maneras para que siempre esta energizada. Otra forma es la de activar el bloque (ALI4-CARGA), este parámetro se activa cuando, se dé el evento seccionador 10, seccionador 12, Ali-BarraT, seccionador 11, interruptor 5, Interruptor 6, Ali-Barra P y seccionador 13. Con estos eventos activados, se dará la orden para que el comando Ali4-Carga se activara. Ver figura 60.

Figura 60. Bloque Alimentador 4 de la Carga



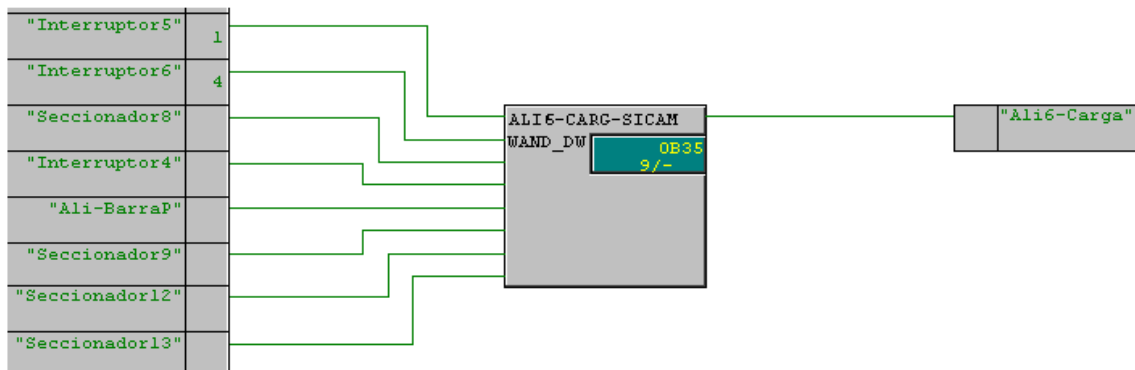
Bloque (ALI5-CARG-SICAM) para alimentar la carga cuando se den los eventos Ali-BarraT, Interruptor 2, Interruptor 5, Interruptor 6, seccionador 6, Interruptor 3, seccionador 7, seccionador 11, se dará la orden para la activación de Ali5-Carga para de esta manera tener otra opción de alimentar la carga, teniendo en cuenta que la carga siempre debe estar energizada. Ver figura 61.

Figura 61. Bloque Alimentador 5 de la Carga



La última propuesta para mantener la carga con alimentación de potencia eléctrica, es que se active el bloque (ALI6-CARG-SICAM) y esto ocurre cuando se den los eventos, interruptor5, Interruptor6, seccionador8, Interruptor4, Ali-BarraP, seccionador9, seccionador12, seccionador13. Al darse dichos eventos, el controlador de la subestación Sicam o el Vicos, deben hacer la activación del comando Ali6-Carga se activara. Ver el esquema de los eventos en la figura 62.

Figura 62. Bloque Alimentador 6 de la Carga



3.8 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

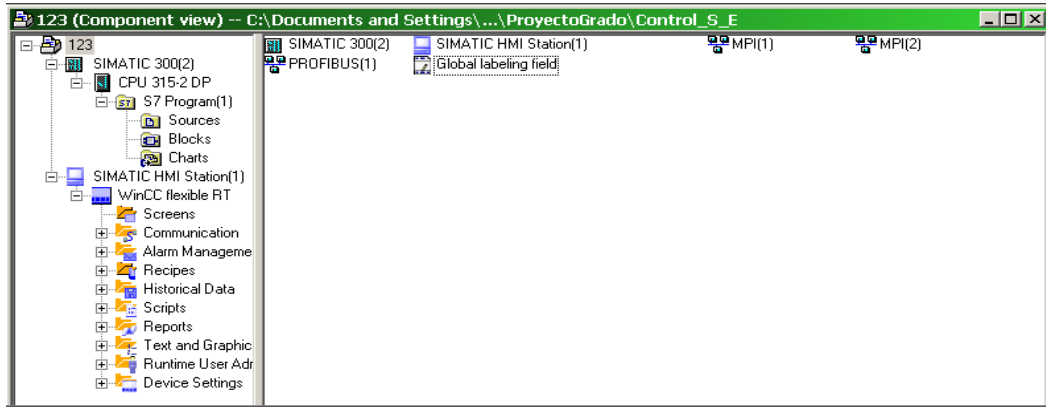
La siguiente configuración de control es la usada por los equipos que se contemplan en la norma IEC, como los recomendados anteriormente en cada propuesta, el equipo VICOS y el sistema de Automatización SICAM, estos son los equipos que se han sugerido para implementarlos en la S/E a un futuro, y poder actualizar la subestación del laboratorio.

El sistema de control de la S/E debe tener una estructura determinada como es el nivel de campo, el nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación, y la comunicación que debe existir entre cada nivel, para que cuando se esté maniobrando, no ocurran inconvenientes que tengan consecuencias graves, sobre todo que ocurra un corto-circuito.

Al montar la actualización de la automatización de la S/E del Laboratorio de Conversión Energía de la UAO, se solucionaran algunos de los problemas que tiene el sistema actualmente, pero también se supervisaran las protecciones y la medición de las señales, y con estas herramientas se hará el control de la S/E, protegiendo las barras, las conexiones entre equipos y por supuesto la carga.

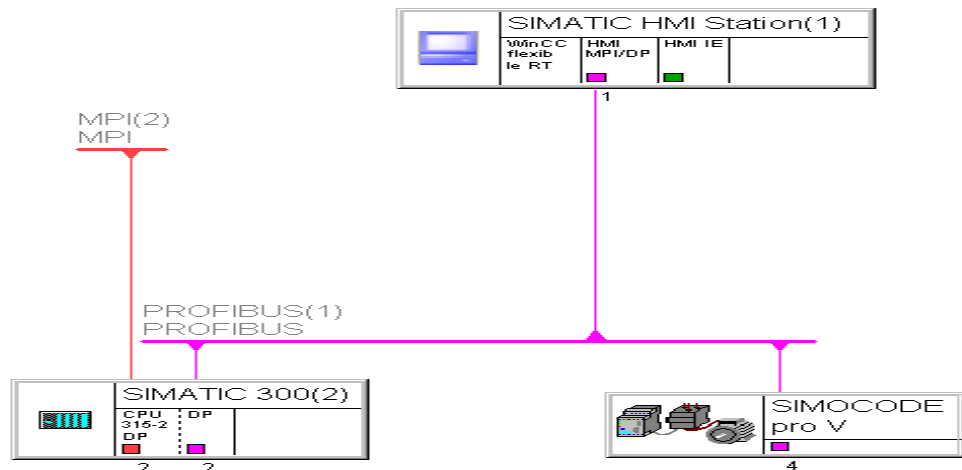
La configuración del sistema de control se hace en la estación de ingeniería, también allí se configura el tipo de red por la cual se hacen las comunicaciones, la interfaz hombre maquina (IHM). Esto se muestra en la figura 63.

Figura 63. Configuración del Sistema de Control



La red de comunicación que usa el sistema de control es Profibus, en la figura 64, se muestra la forma de configurar la red entre el controlador (Simatic 300), el Simocode dispositivo que se usa como protección y también está el IHM conectado a la misma red.

Figura 64. Configuración de la Red Profibus para el sistema de control



3.8.1 Condiciones para realizar el mando de una Bahía de la S/E. Aquí se muestra como se realiza el mando de una bahía de la S/E. Lo primero es configurar la tabla de símbolos, en la figura 65, se muestra la configuración en la estación de ingeniería.

Figura 65. Configuración de la tabla de símbolos



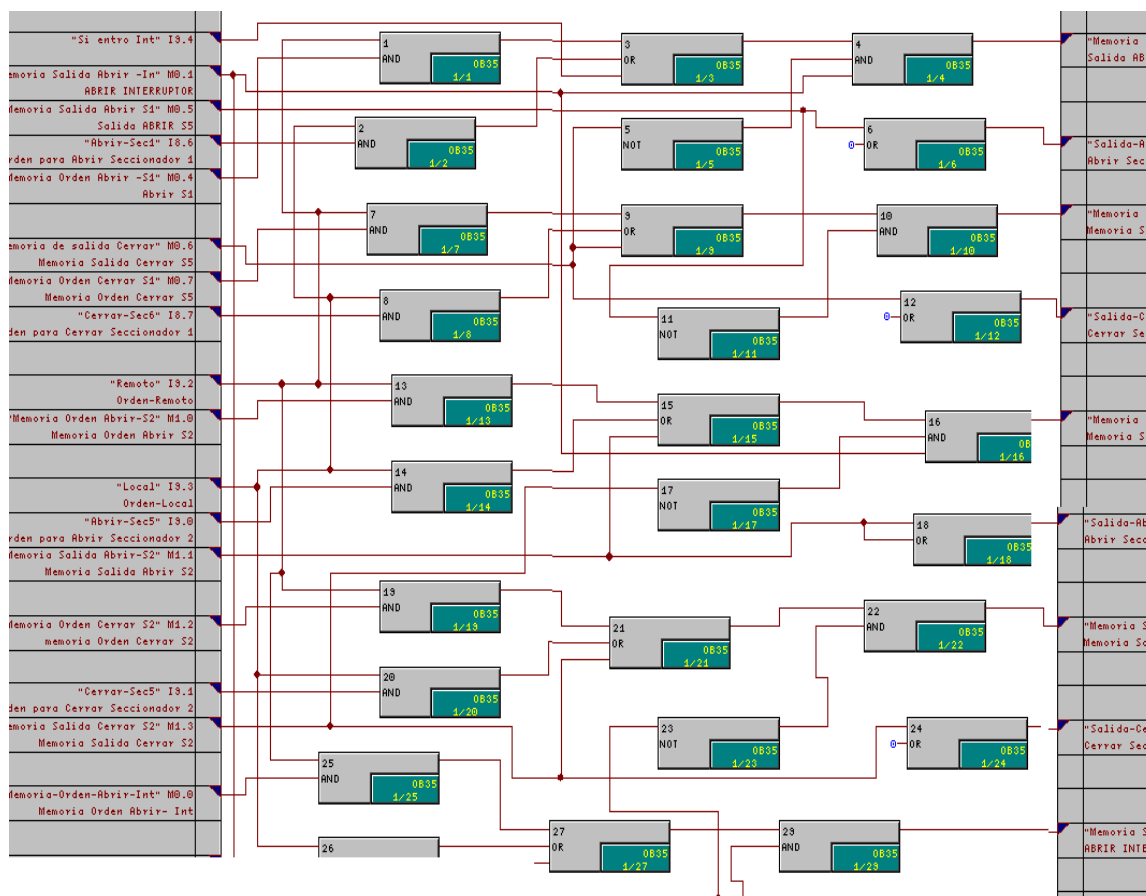
De acuerdo a la explicación anterior, cuando se va a realizar una maniobra en la S/E, deben existir programados unos bloqueos o permisivos de la S/E, que lo que hacen es no permitan maniobras prohibidas. Todas estas señales generan unas condiciones y con estas se puede generar una tabla de símbolos. Esta tabla permite poder enumerarlas cada condición y así poder crear la programación correspondiente para cada bahía. En el cuadro 15, se establecen las condiciones para maniobrar la bahía 1.

Cuadro 15. Símbolos para realizar el control de una bahía de la S/E

Status	Symbol	Address	Data type	Comment
1	Abrir-Int3	I 8.4	BOOL	Local-Orden para para Abrir Interruptor
2	Abrir-Sec5	I 8.6	BOOL	Orden para Abrir Seccionador 5
3	Abrir-Sec6	I 9.0	BOOL	Orden para Abrir Seccionador 6
4	ARRANQUE	M 200.1	BOOL	
5	Cerrar-Int	I 8.5	BOOL	Local-Orden para Cerrar Interruptor
6	Cerrar-Sec5	I 9.1	BOOL	Orden para Cerrar Seccionador 5
7	Cerrar-Sec6	I 8.7	BOOL	Orden para Cerrar Seccionador 6
8	CYCL_EXC	OB 1	OB 1	Cycle Execution
9	Estado-I3	I 8.2	BOOL	Estado Interruptor
10	Estado-Prot	I 8.3	BOOL	Estado de la Proteccion
11	Estado-S5	I 8.1	BOOL	Estado Seccionador 5
12	Estado-S6	I 8.0	BOOL	Estado Seccionador 6
13	Local	I 9.3	BOOL	Orden-Local
14	Memoria-Orden-Abrir-Int3	M 0.0	BOOL	Memoria Orden Abrir - Int
15	Memoria de salida Cerrar	M 0.6	BOOL	Memoria Salida Cerrar S5
16	Memoria Encender	M 200.0	BOOL	Memoria Encendido
17	Memoria Orden-Cerrar-Int	M 0.3	BOOL	Memoria Orden Cerrar -Int
18	Memoria Orden Abrir-S6	M 1.0	BOOL	Memoria Orden Abrir S6
19	Memoria Orden Abrir -S5	M 0.4	BOOL	Abrir S5
20	Memoria Orden Cerrar S5	M 0.7	BOOL	Memoria Orden Cerrar S5
21	Memoria Orden Cerrar S6	M 1.2	BOOL	memoria Orden Cerrar S6
22	Memoria Salida Abrir-Int3	M 0.1	BOOL	ABRIR INTERRUPTOR
23	Memoria Salida Abrir-S6	M 1.1	BOOL	Memoria Salida Abrir S6
24	Memoria Salida Abrir-S5	M 200.6	BOOL	Salida ABRIR S5
25	Memoria Salida Cerrar-Int	M 0.2	BOOL	CERRAR int
26	Memoria Salida Cerrar S6	M 1.3	BOOL	Memoria Salida Cerrar S6
27	palabra_alarmas	MV 100	WORD	
28	rearranque	OB 100	OB 100	Cycle Execution
29	Remoto	I 9.2	BOOL	Orden-Remoto
30	RESET-MEMO	M 200.4	BOOL	
31	RESET MEMORIAS	M 200.3	BOOL	
32	RESET REMOTO MEMORIAS	I 9.5	BOOL	
33	RESTART	FC 70	FC 70	Restart
34	RSET	SFC 80	SFC 80	Reset a Range of Outputs
35	SALIDA	Q 16.6	BOOL	
36	Salida-Abrir-I3	Q 16.0	BOOL	Abrir Interruptor
37	Salida-Abrir-S5	Q 16.2	BOOL	Abrir Seccionador 5
38	Salida-Abrir-S6	Q 16.4	BOOL	Abrir Seccionador 6
39	Salida-Cerrar-I3	Q 16.1	BOOL	Cerrar Interruptor
40	Salida-Cerrar-S5	Q 16.3	BOOL	Cerrar Seccionador 5
41	Salida-Cerrar-S6	Q 16.5	BOOL	Cerrar Seccionador 6

La anterior tabla permite generar la programación en CFC para automatizar la maniobra de la bahía 1. En la figura 66, se muestra como debe ser la lógica y las condiciones que se deben tener en cuenta para realizar los bloqueos respectivos cuando se debe activar un Interruptor o un Seccionador.

Figura 66. Secuencia lógica para operar una bahía de la S/E



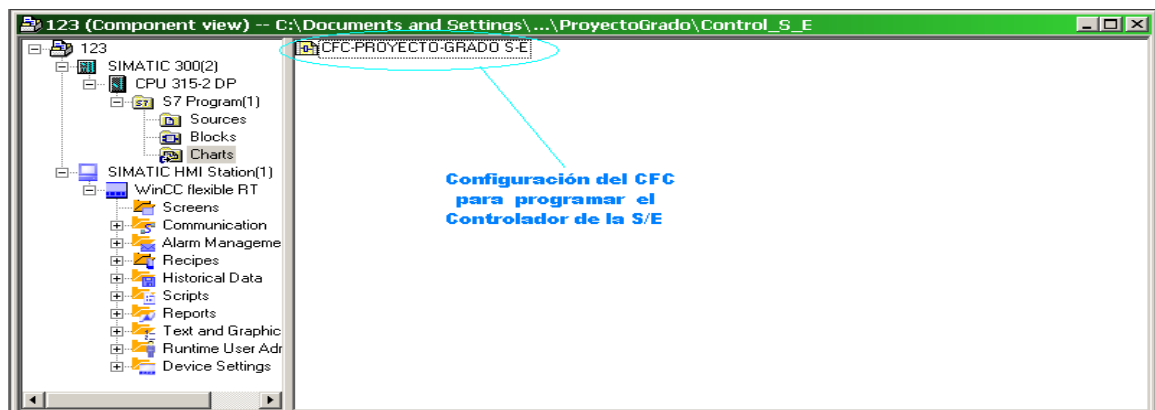
El funcionamiento del diagrama que se muestra en la figura 66, es el siguiente:

- Para abrir el Interruptor 1, en el esquema es (Abrir-I), se debe activar la orden (Abrir-Int) y se debe cumplir la condición (Cerrar-I).
- Para cerrar el Interruptor 1, debe activarse la señal (Cerrar-Int) y deben estar las condiciones (Abrir-I), (Cerrar-S1) y (Cerrar-S2).

- Para el caso de los seccionadores, se empieza por analizar la maniobra del primero. Para abrir el seccionador 1, se debe dar la señal (Abrir-Sec1) y se deben tener las condiciones (Cerrar-S1) y que no esté (Abrir-I).
- Si se requiere cerrar el seccionador 1, se debe activar (Cerrar-Sec1) y darse la condición (Abrir-S1).
- Para abrir el Seccionador 2, se debe dar la orden (Abrir-Sec2) y que estén las condiciones (Cerrar-S2) y que no esté (Abrir-I).
- Si se trata de cerrar el seccionador 2, se debe activar la señal (Cerrar-Sec2) y que se dé la condición (Cerrar-S2).

En esta misma configuración dentro del programa de la estación de ingeniería, se configura el programa para el controlador que debe ser en CFC, como se muestra en la figura 67.

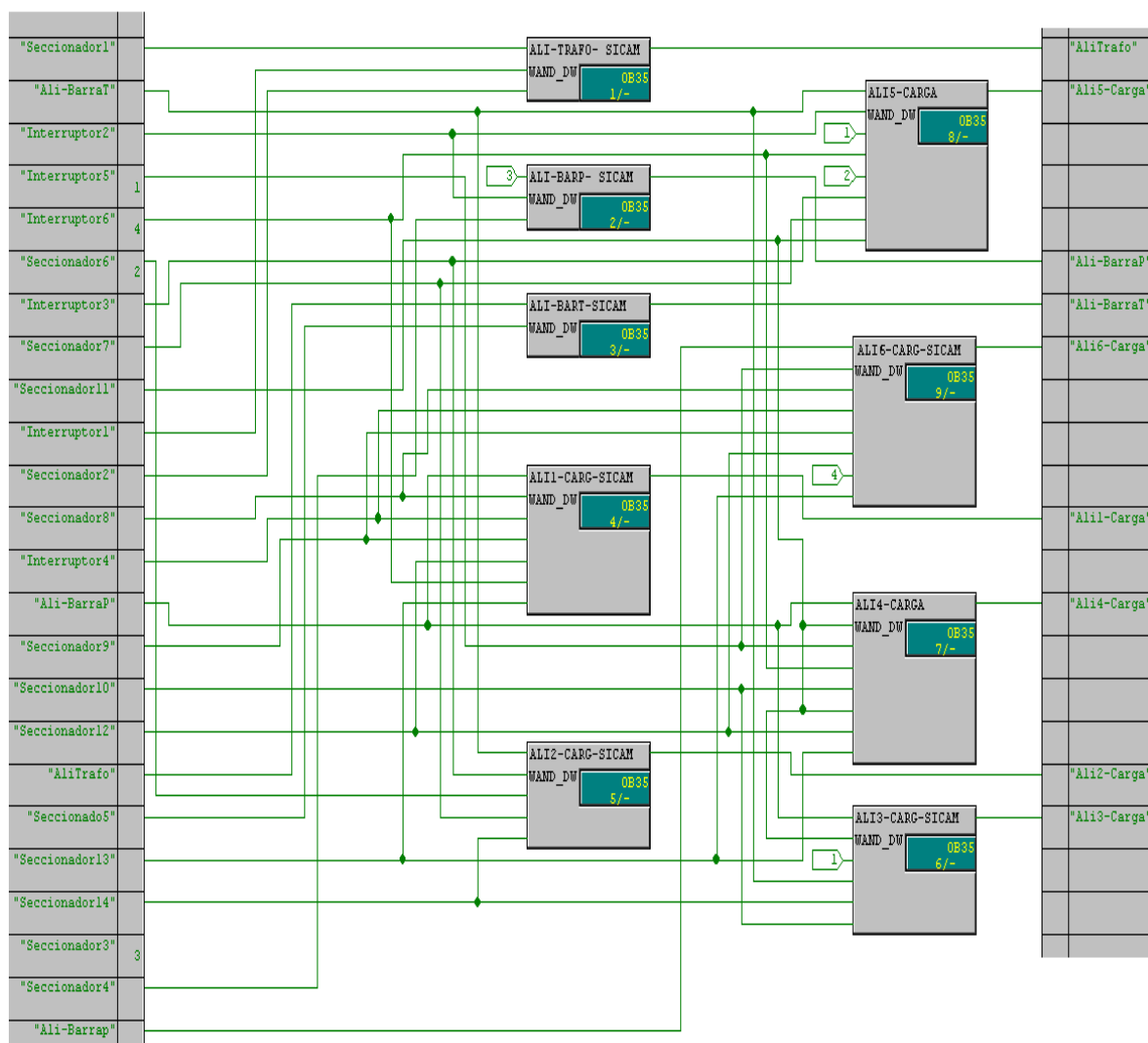
Figura 67. Configuración del programa para el controlador CFC



Con la actualización de la Automatización de la S/E, todos los niveles deben quedar dentro de los estándares establecidos. En la figura 68, se muestra como debe ser la secuencia de control de acuerdo a la lógica de programación en CFC de la S/E. Para realizar el control, la medición, la protección y la maniobra de la subestación, se tomaran las señales de tensión y de corriente de los transformadores TP's y TC's y se conectaran a las entradas de los DEI's que para este caso son los Simocode. Para el caso de los estados de los seccionadores y los interruptores, se tomará un contacto auxiliar de cada equipo y se llevara al

controlador Sicam, o para el otro caso al controlador Vicos que es la tecnología propuesta a un diseño escalable. Ver tabla 14. Estos DEI's también harán el control de bahía, como es proteger las barras y el transformador, se tendrán los permisos y por la comunicación profibus se hará el registro de eventos. Aunque para un futuro como se propone una Subestación tipo SAS, esta debe quedar por comunicación IEC 61850. La operación y monitoreo de la subestación se hace desde el IHM como apertura o cierre de los interruptores y el monitoreo de los DEI's.

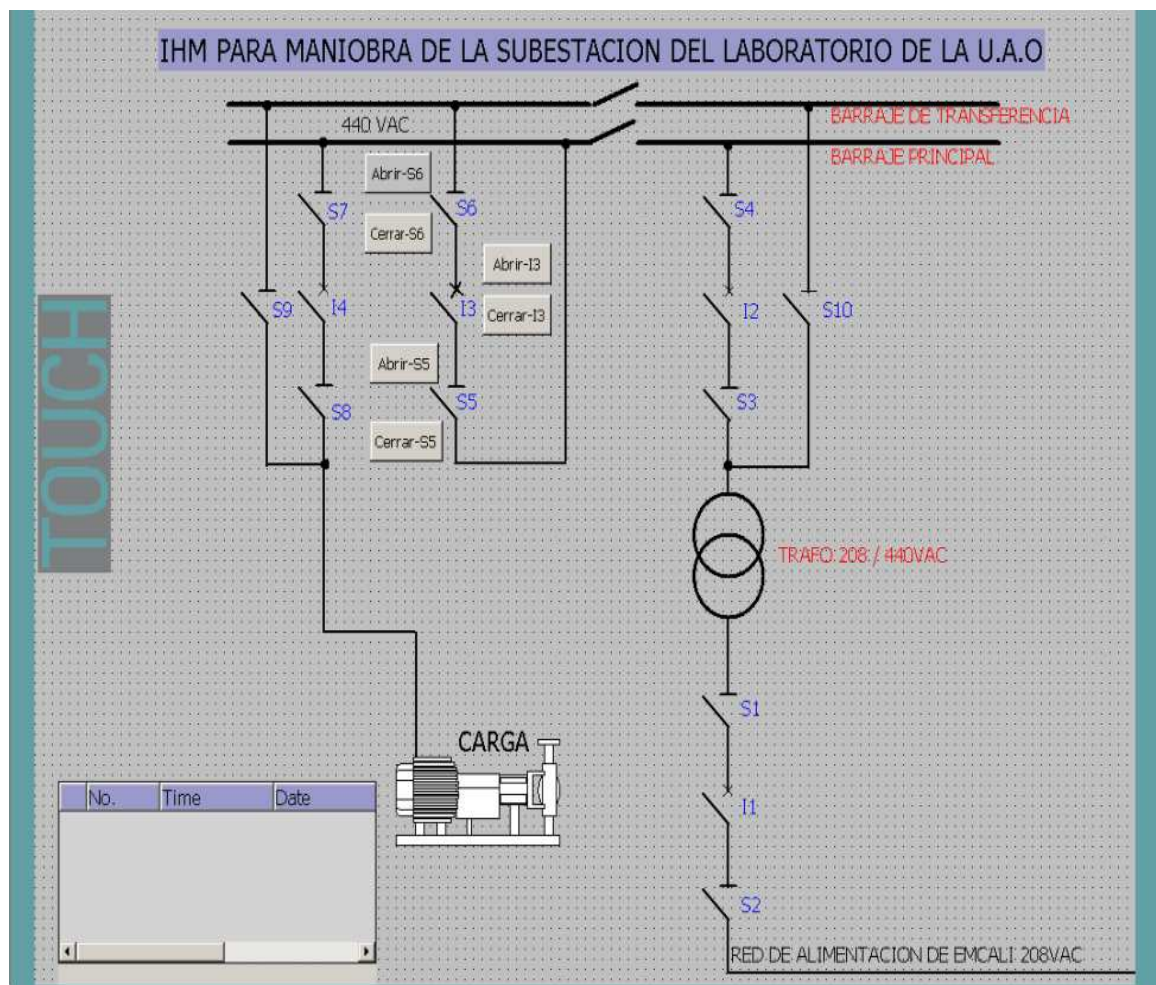
Figura 68. Secuencia de control completa para maniobrar todas las bahías de S/E



3.9 CONFIGURACIÓN DEL IHM

En la figura 69, se muestra la imagen del IHM de la S/E en la propuesta didáctica que se comentó anteriormente.

Figura 69. Imagen del IHM de maniobra de la S/E del Laboratorio



El IHM SICAM PAS CC, será empleado como plataforma de comunicación de la unidad de control y permitirá de una manera amigable presentar toda la información que se considere necesaria de debe de disponer en este Nivel. Cumpliendo con funciones de:

- Representar gráfica o anímicamente las alarmas y eventos (“SOE”) de la S/E.
- Presentar el estado de las comunicaciones que hacen parte de la arquitectura de la S/E.
- Guardar bases de datos con archivos históricos de los diferentes eventos de la misma.
- Llevar un reporte de medidas actuales de cada uno de los circuitos de la S/E.
- Facilitar la generación de reportes.
- Otorgar o deshabilitar el nivel de mando hacia el(los) centro(s) de control.

El IHM operara dentro del nivel 2 de Control y debe presentar de una manera amigable y sencilla la mayor cantidad útil de Información de la subestación, al igual que facilitar su operación. Del IHM **nunca** deben prescindir los niveles de control Inferiores, es decir, si se pierde el IHM, La subestación **debe** continuar completamente operativa y funcional desde los Niveles Inferiores.

El IHM posee bibliotecas de símbolos e incluye:

- Objetos para la representación de elementos de control.
- Objetos para la visualización de medidas y energías.
- Modelo para el registro de alarmas.

Adicionalmente posee elementos para la ejecución de funciones como:

- Ventana de Diálogo para supervisar las entradas a las listas de eventos.
- Se puede definir qué actualizaciones deben aparecer como entradas en las listas de eventos y Ventana de Diálogo para la operación de la jerarquía de mando.

Lo mejor de este IHM, es que en caso de requerirse símbolos diferentes a los disponibles en las opciones básicas, se pueden generar símbolos personalizados, partiendo de imágenes del tipo 'bit maps' que representen los diferentes estados.

3.10 REDISEÑO DE LA ESTRUCTURA MECÁNICA DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Sobre la estructura mecánica, Se recomienda hacer algunos cambios en cuanto a distribución de algunos equipos:

- La estructura en general de la S/E se recomienda dejarla como está, porque es de un material y calibre robusto, la cual soporta muy bien los equipos.

A continuación, se describen las ubicaciones de los equipos de la subestación.

3.10.1 Descripción de la ubicación de los equipos en la estructura mecánica (para propuesta 1 y propuesta 2). La ubicación de los elementos se muestra en cada Propuesta con imágenes.

Se mostrara con Imágenes y Fotografías algunos de los cambios que se deben realizar, en la propuesta normalizada, y en la Escalable.

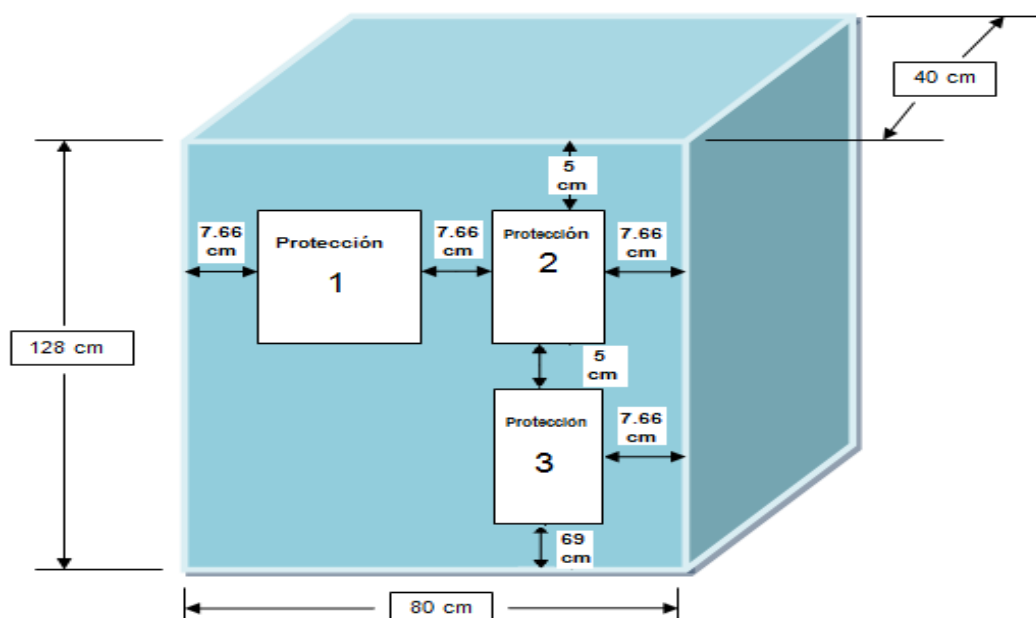
Ubicación de equipos según Propuesta 1(Normalizada):

- Se necesita un gabinete metálico en la parte inferior izquierda de la estructura de la S/E como se muestra en la figura 70. Este gabinete se debe mandar a fabricar para así alojar las protecciones numéricas Siprotec a la vista del estudiante para que pueda trabajar con ellas en prácticas. A continuación en la figura 71, se muestra en donde debe ubicarse el gabinete metálico en la Estructura de la S/E y de cómo quedarían ubicados estos equipos. En la figura 71 se muestra también las respectivas medidas del gabinete metálico con las separaciones entre Protecciones y así para tener un mejor soporte. En el cuadro 16, se enseñan las medidas reales de los equipos Siprotec.

Figura 70. Distribucion de protecciones en cajón metálico



Figura 71. Medidas del cajón de protecciones con respecto a los Siprotec

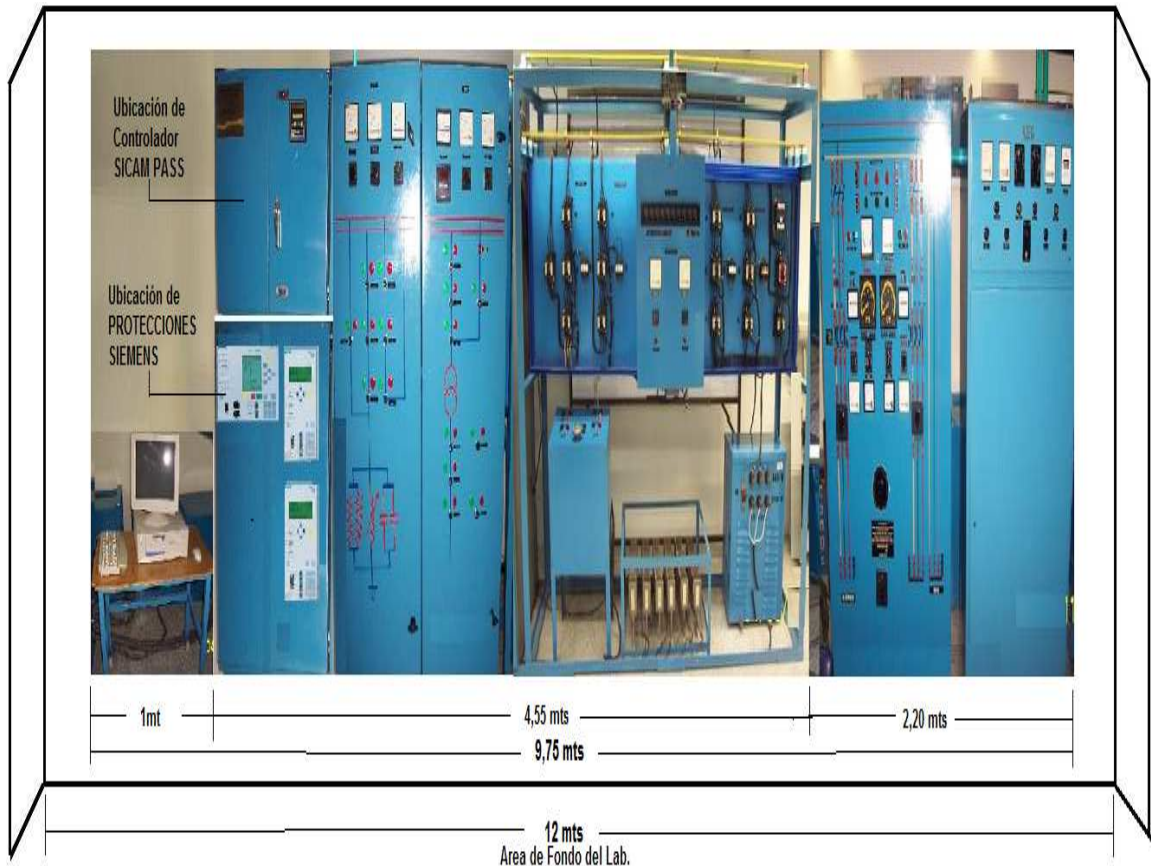


Cuadro 16. Medidas de protecciones Siprotec

MEDIDAS DE LAS PROTECCIONES REFERIDAS AL GRAFICO			
N. en Cajon	Ancho	Largo	Fondo
Protección 1.	25.5 cm	42.5 cm	17.2 cm
Protección 2.	14.5 cm	24.5 cm	17.2 cm
Protección 3.	14.5 cm	24.5 cm	17.2 cm

- La unidad controladora SICAM, quedará ubicada en el cajón donde se encuentra el plc antiguo con el que cuenta la subestación como se muestra en la figura 72.
- El Switch RUGGEDCOM, se alojara en el fondo del gabinete metálico donde se ubicaran las protecciones, porque de acuerdo a las medidas observadas en la figura 71 y en el cuadro 16, al instalar estas protecciones sobrarían 22.8 cms de fondo, por lo tanto quedaría sobrado en espacio el Switch.
- El computador será ubicado al lado izquierdo de la S/E como se muestra en la figura 72, en donde el estudiante tendrá fácil acceso a los equipos que se podrán parametrizar a través del software de la Unidad Controladora Sicam, Vicos y las Protecciones.
- El cableado de la S/E, se ve un poco deteriorado por el tiempo que lleva, de manera que sería recomendable cambiar algunos tramos, como el conexionado de los transformadores de corriente y el cableado de conexionado de los Contactores de Maniobra. También se debe proteger este cableado con canaleta plástica. En el cuadro 17, se encuentra la cantidad de metros de cable y canaleta necesarios para este cambio.

Figura 72. Fotografía de distribución de la S/E y ubicación de los equipos para propuesta 1(normalizada / controlador y protecciones)



Ubicación de equipos según Propuesta 2:

- En el diseño de la sección de fuerza que se encuentra a la vista de los estudiantes, se decidió adaptarle los Simocodes con sus respectivos módulos de corriente como se muestra en la figura 73,74 y 75, al lado de cada contactor que simula ser el Interruptor de Potencia, para que así el estudiante se familiarice con ellos y pueda configurarlos.
- Respecto a los paneles de Simocodes, estos quedarían ubicados en la nave principal de maniobra al lado que cada interruptor como se muestra en la figura 76, para que el usuario pueda maniobrar y parametrizar de manera local el equipo.

- El controlador VICOS RTU, quedaría ubicado como se especifica en la figura 73, en el gabinete metálico donde se encuentra el plc antiguo con el que cuenta la subestación.
- El computador será ubicado al lado inferior izquierdo de la S/E como se observa en la figura 73, sobre una mesa de madera la cual existe actualmente. donde el usuario tiene acceso a parametrizar remotamente el controlador Vicos.

Figura 73. Fotografía de distribución de la S/E y ubicación de los equipos para propuesta 2 (didáctica escalable / controlador y Simocodes con módulos de corriente)



A continuación, en las imágenes siguientes la figura 74 y 75, se mostraran la ubicación de Simocodes con su respectivo módulo de corriente simulando los interruptores de la S/E.

Figura 74. Fotografía ampliada de ubicación de Simocodes con su respectivo módulo de corriente simulando Interruptores (I1 E I2)

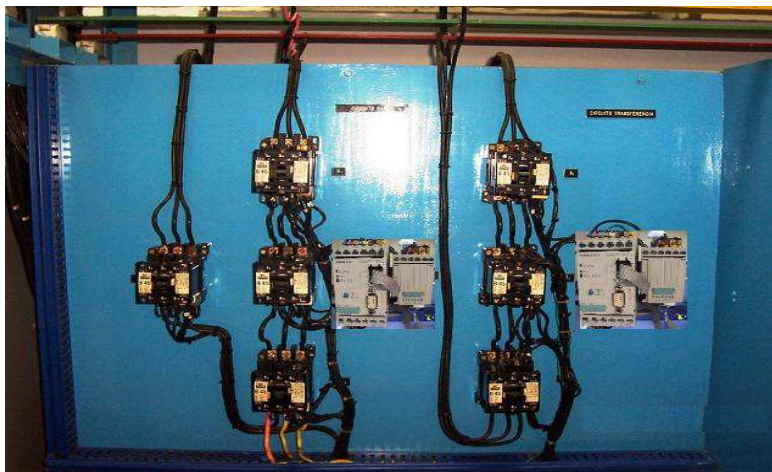
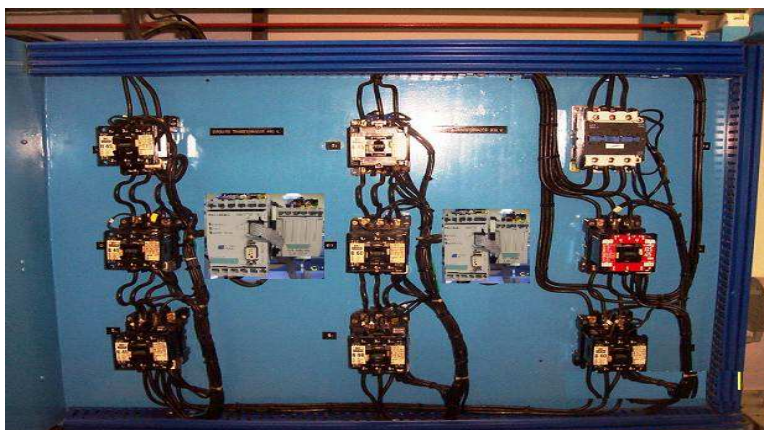


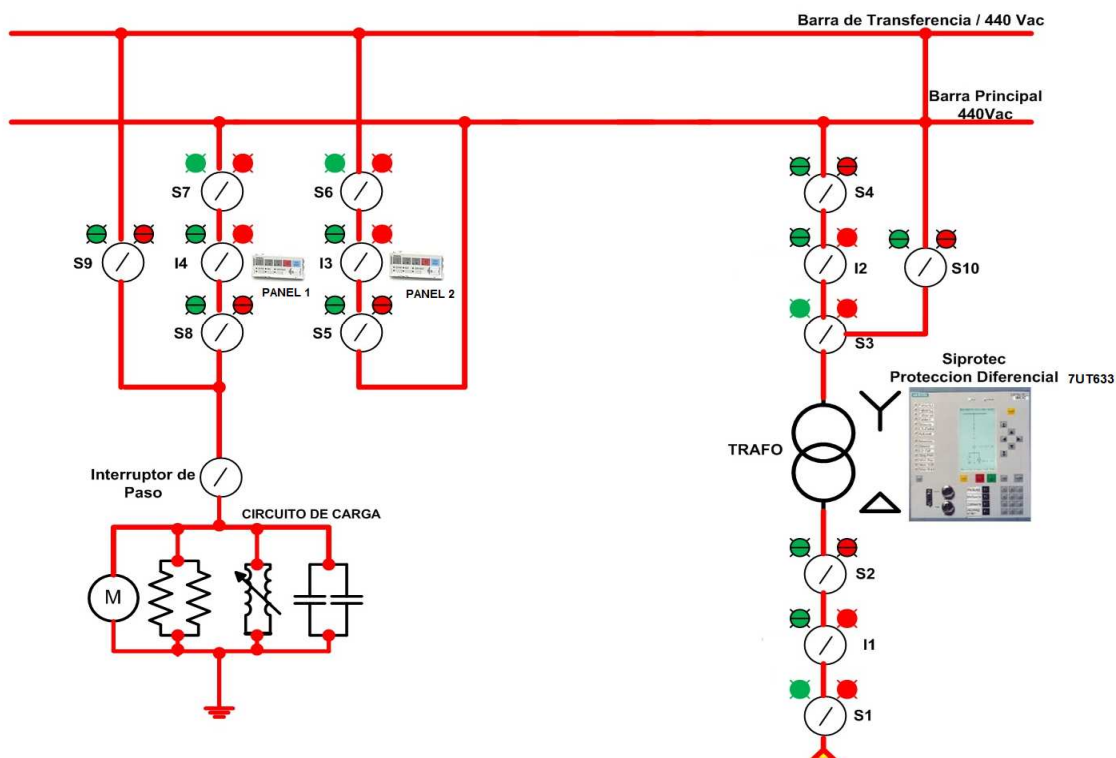
Figura 75. Fotografía ampliada de ubicación de Simocodes con su respectivo módulo de corriente simulando Interruptores (I3 E I4)



En la figura 76, se muestra la ubicación de los paneles de los Simocodes y la Protección Diferencial 7UT633, sobre la nave principal de maniobra.

Figura 76. Ubicación de paneles de Simocodes y Protección Diferencial 7UT633, sobre la nave principal de maniobra

DIAGRAMA DE MANIOBRA S/E



3.10.2 Tabla de precios para cada Propuesta. En el cuadro 17, se encuentran en detalle los precios y cantidades de los equipos de la propuesta normalizada, así como el valor de suministros y mano de obra.

En el cuadro 18, se encuentran en detalle los precios y cantidades de los equipos de la propuesta escalable, así como el valor de suministros y mano de obra.

Cuadro 17. Listado de precios de equipos principales de la propuesta 1

COTIZACIÓN, SEGÚN PROPUESTA NORMALIZADA

Ítem	Cant.	Unid.	Referencia	Descripción	Precio Unit.	Valor Total
1	2	Unid.	7UT612	Protecciones Siprotec de Siemens	\$ 14.000.000	\$ 28.000.000
2	1	Unid.	7UT633	Protecciones Siprotec de Siemens	\$ 15.600.000	\$ 15.600.000
3	1	Unid.	Mano de Obra	Montaje, Consumibles (Cables, canaleta, Borneras, Marquillas), Pruebas y Puesta en Servicio de la Estación Controladora Sicam Pas (CFC, WIN CC, DIGSI) y Protecciones Siprotec	\$ 17.000.000	\$ 17.000.000
4	1	Unid.	RS 1600	Swich Ruggedcomm	\$ 1.700.000	\$ 1.700.000
5	1	Unid.	CP 1616	Tarjeta Comunicación IEC	\$ 6.800.000	\$ 6.800.000
6	1	Unid.	--	Software Siemens DIGSI	\$ 7.800.000	\$ 7.800.000
7	1	Unid.	--	Software SICAM PASS WINCC V4	\$ 17.000.000	\$ 17.000.000
				Subtotal:		\$ 93.900.000

* **Nota:** Estos precios de equipos, no incluyen el descuento que realiza Siemens a la Universidad por ser una Institución Académica.

Cuadro 18. Listado de precios de equipos principales de la propuesta 2

COTIZACIÓN, SEGÚN PROPUESTA DIDÁCTICA ESCALABLE

Ítem	Cant.	Unid.	Referencia	Descripción	Precio Unit.	Valor Total
1	2	Unid.	3UF7010-1AU00-0	Unidad de Control y Protección Simocode Prov, Dc 24v o Ac/Dc 110v/240v, Conexión Profibus	\$ 1.981.600	\$ 3.963.200
2	2	Unid.	3UF7200-1AA00-0	Unidades de Medición de Corriente, 20-200Amp.	\$ 941.900	\$ 1.883.800
3	2	Unid.	3UF7210-1AA00-0	Panel de Operación Simocode	\$ 846.100	\$ 1.692.200
4	1	Unid.	TIM 3V-IE VICOS V5 CPU 315-2 DP CP 343 - 5	Controlador VICOS Profibus FMS/FDL	\$ 9.348.000	\$ 9.348.000
5	1	Unid.	3UF7940-0AA00-0	Cable de Conexión a PC	\$ 266.500	\$ 266.500
6	1	Unid.	3ZS1312-1CC10-0YA0	Software Simocode ES-Premium, (Parametrización y Diagnostico Vía Profibus o Interfaz)	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000
7	4	Unid.	1P 6ES7 972 OBB51 OXAO	Conectores Profibus	\$ 280.000	\$ 1.120.000
8	-	-	Mano de Obra	Montaje, Consumibles(Cables, Borneras, Marquillas), Pruebas y Puesta en Servicio	\$3.500.000	\$3.500.000
9	1	Unid.	7UT633	Protecciones Siprotec de Siemens	\$ 15.600.000	\$ 15.600.000
10	1	Unid.	--	Software Siemens DIGSI	\$ 7.800.000	\$ 7.800.000
				Subtotal:		\$ 51.173.700

* **Nota:** Estos precios de equipos, no incluyen el descuento que realiza Siemens a la Universidad por ser una Institución Académica.

4. CONCLUSIONES

- En este proyecto de grado se realizó, la Ingeniería Básica que contiene información a partir del estado del arte en diseños de S/E de potencia y la automatización usando SAS, hasta la comparación y evaluación de la S/E del laboratorio en cuanto a equipos y normas, también incluye la selección de las tecnologías para las necesidades del proyecto.
- Con la información comprendida en el primer capítulo, se realiza un análisis sobre cómo se están diseñando los sistemas de automatización de subestaciones SAS; esta información es importante tanto para el lector como para los estudiantes de ingeniería eléctrica de la UAO, porque es un medio para conocer la tecnología que se está usando en la automatización eléctrica en los sistemas de potencia.
- Al comparar las dos tecnologías en la S/E del Laboratorio de Conversión, la que existe y la que se propone, se observó que hay diferencias significativas, y que la tendencia en automatización de una subestación es que se debe llegar a normalizar todos los dispositivos de una subestación, para poder competir con eficiencia en un mercado eléctrico. Esta es una razón para actualizar la parte de Automatización que ya existe en la S/E que tiene el laboratorio de conversión de energía de la UAO en cuanto a equipos de control, medición y protección.
- Se planteó la Ingeniería de Detalle para el proyecto, esta incluye la información con especificaciones técnicas del proyecto, mostrando la información sobre las propuestas planteadas (propuesta normalizada y propuesta escalable) en el documento. Se realizó la selección de equipos de acuerdo a cada propuesta los cuales se necesitarían para cualquier montaje y así cumplir con las normas actuales.
- En el último capítulo se adquirió variada información sobre los equipos que se usan en la automatización de S/E, y se evidenciaron las grandes diferencias que hay entre los equipos que se usan para automatizar en la industria y los que se deben usar en automatización de sistemas eléctricos de potencia.
- Se entrega un Artículo que propone continuar con una investigación y realizar el desarrollo a nivel local sobre la Automatización de Subestaciones

Eléctricas de Potencia. Este artículo incluye un breve resumen del texto del proyecto, y se muestra el estado del arte de los SAS, según los protocolos internacionales y concluye con una futura aplicación a la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente, para así llegar a tener una subestación actualizada y renovada, en cuanto a estas tecnologías aplicadas y las cuales todavía no se tienen en la Universidad.

- Realizar este proyecto de actualización tecnológica, fue muy importante porque se investigó sobre normatividades actuales que rigen las nuevas tecnologías de comunicaciones en cuanto a normas y arquitecturas de S/E, y entre esta normatividad se tienen algunos de los más importantes como son los estándares emitidos por la IEC 61850, IEC 61131-3, IEC 61970, IEC 62351, IEEE 1379-1997.
- La automatización es importante para la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía de la UAO, porque se deben usar equipos de Medición, Control, Protección que cumplen con los estándares de automatización de S/E. Por otro lado estos equipos también permiten guardar los eventos que ocurren en la S/E en una base de datos del equipo o en un computador. Con esta tecnología también se tiene la posibilidad de una apertura voluntaria o por el pc.
- Lo importante de la implementación de DEI's a futuro, facilita las 3 actividades fundamentales e importantes en la S/E, como la de Control, Protección y Medida en un solo equipo.
- Se concluye con este proyecto, que se puede dejar el control convencional que se tiene actualmente, porque muchos equipos están en buen estado, además sirven para realizar una comparación entre lo antiguo y lo que se debe usar en la actualidad en una S/E, a efectos de tener una subestación didáctica de maniobra convencional y la actualizada en cuanto a la automatización por medio de la Sicam Pass, y así tener la opción de poder habilitar cualquiera de las dos opciones, de forma que se use el cableado convencional o el nuevo a través del automático por ethernet, profibus o fibra óptica.
- Con la investigación que se realizó para desarrollar este documento, se puede rescatar que si la universidad implementa este proyecto, los beneficios para los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la UAO, serían

excelentes porque tendrán a su disposición un modulo actualizado con tecnología normalizada y que además es la que debe usarse para automatizar una S/E.

- La propuesta escalable de usar un Simocode, es una buena alternativa, porque el equipo se cobija bajo estándares internacionales de conexión y de programación, es programable de acuerdo a la lógica que se requiera, responde con una buena eficiencia, y se puede aplicar para el proyecto que se propone. Usar Simocodes en este proyecto, es una buena opción sobre todo por lo económico y porque los equipos o la tecnología real que se debe usar en la S/E del laboratorio es muy costosa para implementarla a corto o mediano plazo. Aunque el objetivo es que la Universidad la adquiera para que se actualice.

5. RECOMENDACIONES

- De acuerdo a los aportes significativos que se generaron en este trabajo de grado, la recomendación es llevar a actualizar la tecnología que posee la S/E del laboratorio, discernir lo existente y así aprovechar los diagramas y planos que se generaron para las conexiones de los nuevos equipos.
- Con este trabajo se pretende formar la base para que se desarrollen o abran líneas de Automatización Eléctrica de Subestaciones, de Generación, y también la línea de Comunicación de Redes de Distribución.
- Como otra recomendación sería aceptable realizar tipos de prácticas con los nuevos equipos que se instalarían en la subestación eléctrica ya actualizada.
- Con este aporte se recomendaría otro trabajo de grado que sería automatizar la parte de control de generadores que posee el laboratorio de conversión de energía de la U.AO, y así acoplarla a la S/E ya automatizada con los nuevos equipos y protocolos.
- Si llegase a implementarse este proyecto, para la Universidad es viable renovar y actualizar la S/E del Laboratorio a los nuevos estándares porque entraría en una competencia académica con respecto a otras Universidades y entidades de carácter académico, que no cuentan con la infraestructura para realizar escuela de formación en cuanto a la Automatización Eléctrica.

6. BIBLIOGRAFÍA

Automatización de Subestaciones y Centros de Control [en línea]. Santiago de Cali: Gers S.A, 2009 [consultado 08 de Febrero de 2011]. Disponible en Internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRSQSCmyujdkMdud-oCnoqdy-qlhhyCPWQQggb7>

ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 30 Diapositivas.

BARRIOS ROSALES, Rafael. Implementación de un esquema de protecciones para las 5 unidades generadoras en la hidroeléctrica Chixoy, utilizando relevadores multifunción Siemens Siprotec 7UM62. Trabajo de grado Ingeniero Eléctrico [en línea]. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, 2008. 247 p. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en Internet: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0144_ME.pdf

CONTRERAS C, Carlos y HERNÁNDEZ R, Elicio J. Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico [en línea]. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en internet: <http://proyecto-nr.googlecode.com/files/Sist.%20de%20control.pdf>

EL ING. LUIS EDUARDO ARAGON (Gerente de Proyectos, GERS S.A, Santiago de Cali, Entrevistas Personales Oficinas de Gers S.A, 28 de Junio de 2011, 10 de Julio de 2011, 15 de Agosto de 2011, 10 de Septiembre de 2011). Asesorías sobre el proyecto de grado, porque es uno de los jurados calificadores del proyecto, Señalo posibles cambios y mejoras para realizar un excelente trabajo de grado de acuerdo a su experiencia en el área de Automatización de Subestaciones.

EL ING. ROBERTO VERGARA (Jefe de Proyectos, SIEMENS-Oficina Centroempresa, Santiago de Cali, Entrevista Personal, 28 de Junio de 2011). Señalo lo importante de este trabajo de grado para la Universidad Autónoma de Occidente, y asesoría sobre los Equipos Marca Siemens que se van a utilizar.

ENGLER F, JAUSSE A. Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 12 de Septiembre, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/84/1/T-ESPE-039.pdf>

GONZALEZ PALOMINO, Gabriel, I.E, PhD., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Diseño de Subestaciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 40 Diapositivas.

IEC 61850 In Substation Communication. ABB [en línea]. P. 246. [consultado 20 de Noviembre de 2010]. Disponible en internet: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/68dc07eecb138064c12578140041b0dc/\\$file/P246 IEC61850 in Substation Communication 756526 ENc.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/veritydisplay/68dc07eecb138064c12578140041b0dc/$file/P246%20IEC61850%20in%20Substation%20Communication%20756526%20ENc.pdf)

ISAJAR S. Jaime y SANCHEZ L. Jose Maria. Diseño y Construcción de una Subestación a Escala para la Universidad Autónoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 1985. 195 p.

Lineamientos de Automatización y Control de Sistemas de Distribución Eléctrica [en línea]. 2009 [consultado 04 de Febrero de 2011]. Disponible en internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCPVTRCvthCnoqdy qlhhyCPPSPQifb7>

Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 10 de Marzo, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/20000/81/1/T-ESPE-37.PDF>

MEJIA VILLEGAS, S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ed. Colombia: McGraw-Hill, 2009. 539 p. 2003. Páginas consultadas 225 - 541.

R. Vignoni, R. Pellizzoni y L. Funes, Sistemas de Automatización de Subestaciones con IED's IEC 61850: Comunicaciones, Topologías [en línea]. Decimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigre. Argentina 2009. [consultado 05 de Marzo de 2011]. Disponible en internet: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20Eriac/D2/D2-03.pdf>

SICAM SAS. Substation Automation System [en línea]. 1998. [consultado 20 de Noviembre de 2010]. Disponible en internet: http://www.okosis.com/Downloads/Lib/SicamSAS/SAS_GettingStarted.pdf

SICAM RTU 6MD22. Catalog Substation SICAM 2.4.1[en línea]. 2003. [consultado 05 de Diciembre de 2010]. Disponible en internet: https://concert.siemens.com/conductor/servlet/sbs.concert.LoadBlob;jsessionid=?wert=1180&mime=application/pdf&doc=SICAM_2_4_en_2003VEN.pdf&cmid=1&tab=EV_DOC&col=C_DOC_ID&blob=DOC_DATA&voll=J

SIEMENS S.A. Producto Eléctricos Industriales, Lista de precios [en línea]. Colombia: 2010 [consultado 05 de Julio de 2011]. 142 p. Disponible en Internet: <http://www.asoingenieria.com/documentos/Productos%20electricos%20industriales.pdf>

SIEMENS S.A. Sirius Motor Management, Catalog LV1 News [en línea]. 2005 [consultado 05 de Julio de 2011]. 290 p. Disponible en Internet: <http://www.automation.siemens.com/cd-static/material/catalogs/e86060-k1002-a121-a4-7600.pdf>

SIEMENS S.A. 3UF5 SIMOCODE-DP, System Motor Protection and Control Device [en línea]. Rep. Of Germany: 2005 [consultado 08 de mayo de 2011]. 320 p. Disponible en internet: https://www.swe.siemens.com/belux/portal/fr/offre/mcc/Documents/simocode-dp_handleiding_1403974.pdf

SIEMENS S.A. Protecciones Inteligentes para subestaciones eléctricas [en línea]. Colombia: SIP 2006 [consultado 24 de Julio de 2011]. 49 p. Disponible en Internet: [www.siemens.com.tr/i/assets/content/.../7ut6x_katalog.pdf%20\(2.886kb\)](http://www.siemens.com.tr/i/assets/content/.../7ut6x_katalog.pdf%20(2.886kb))

SIPROTEC. Protection Relays and Power Quality [en línea]. 2005. [consultado 21 de Enero de 2011]. Disponible en Internet: <http://www.belenergo.by/protect/Zashita/Obshaya%20Info/SIPROTEC%20primeri%20ispol'zovaniya%20en.pdf>

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Programmable controllers – Part 3: Programming languages. IEC Std. 61131-3. Geneva 20: IEC, 2003. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61131-3%7Bed2.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems in substations. Part 5: Communication requirements for functions and device models. IEC Std. 61850-5. Geneva 20: IEC, 2003. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-5%7Bed1.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301, Common Information Model (CIM) Base. IEC Std. 61970-301. Geneva 20: IEC, 2011. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61970-301%7Bed1.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Power systems management and associated information exchange – Data and communications security. Part 1: Communication network and system security – Introduction to security issues. IEC Std 62351-8. Geneva 20: IEC, 2007. 6 P. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec62351-1%7Bed1.0%7Den.pdf

USA, POWER ENGINEERING SOCIETY.. Trial-Use Recommended Practice for Data Communications between Intelligent Electronic Devices and Remote Terminal Units in a Substation. IEEE Std 1379-1997. New York 5 Avenue: IEEE, 2005. 32 P. [consultado en Septiembre 15 de 2010]. Disponible en internet: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=660326&userType=inst>.

USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autonoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autonoma de Occidente. Facultad de Ingenieria, 2003. 338 p.

ANEXO A. Artículo sobre el Proyecto Realizado

Ingeniería Básica y de Detalle para la actualización de la Automatización de la Subestación Eléctrica de Laboratorio de Conversión de Energía de La Universidad Autónoma de Occidente

Jhon Jairo Agudelo Morales

Mauricio Santacruz Rojas

Universidad Autónoma de Occidente, Facultad de Ingenierías,
Departamento de Energética y Mecánica, Programa de: Ingeniería Eléctrica
Cali, Valle del Cauca, Colombia
Octubre - 2011

Resumen

Los Sistemas de Automatización de una Subestación Eléctrica (SAS) se han convertido en la herramienta que permite gestionar, operar y realizar funciones de una manera más ágil y eficiente en una Subestación Eléctrica. Este artículo pretende mostrar la implementación de un (SAS), según los protocolos y estándares internacionales, aplicándolo a la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente. Algunas de las normas con las que se puede diseñar un (SAS), son las emitidas por IEC, estándar IEC 61850 e IEC 61131-3 para el lenguaje de programación.

Palabras clave: SAS, IEC, Estándar IEC 61850, IEC 61131-3, S/E, DEI's, Norma IEEE, Simocode, bloques CFC, Arquitectura.

1. INTRODUCCIÓN

El Sistema de Automatización de una Subestación Eléctrica (SAS) es el elemento que le permite al sistema eléctrico de potencia tener el control y la operación de la maniobra y distribución de una manera más segura y eficiente, brindando la información necesaria en el momento oportuno con el fin de evitar cometer errores en las operaciones de la subestación e incluso agilizar la reposición de los circuitos ante eventos imprevistos.

Para automatizar la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente, se eligieron las normas IEC 61850 y la IEC 61131-3. Estas normas cumplen con los estándares internacionales.

En el marco de la implementación práctica de instalación de DEI's según la IEC 61850, se deben implementar LAN's, Ethernet, lo que implica tener que aplicarle ingeniería en redes de comunicación, y por tanto definir la mejor topología a utilizar en cada caso.

Este artículo pretende mostrar de qué manera se debe implementar un Sistema de Automatización de una Subestación Eléctrica según estándares IEC y su futura aplicación a la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente.

En este proyecto se realizó la Ingeniería Básica, que contiene toda la información, desde el estado del arte en diseños de S/E de potencia y la automatización clásica, hasta la comparación y evaluación de la S/E en cuanto a equipos y normas actuales. También incluye la selección de las tecnologías para las necesidades del proyecto.

Dentro del estudio a realizar se incluye la propuesta de la plataforma de control y comunicación entre todos los dispositivos que componen el sistema e igualmente el desarrollo del dispositivo que realiza la comunicación con el Centro de control y sus esclavos en este caso el sistema de protección, también como el protocolo de comunicación, definido por el estándar internacional, IEC 61850 y la IEC 60870-5-(101, 102, 103, 104, 105).

2. ESTADO DEL ARTE EN EL DISEÑO Y FUNCIONABILIDAD DE UNA S/E DE POTENCIA AUTOMATIZADA (SAS)

Actualmente, la eficiencia en la generación, la transmisión y distribución de energía eléctrica debe mejorar la competencia de las compañías en el mercado energético. Estos deben ser con bajos costos de mantenimiento e inasistidas. También, deben realizarse estudios sobre gestión para proveer energía eléctrica teniendo una S/E en excelentes condiciones. Esto resulta de los estándares de Automatización de SAS.

- **Características:** La S/E debe tener características tales como flexibilidad, confiabilidad, seguridad, disponibilidad. En la figura 1, se muestran algunos de los requerimientos que debe tener un sistema de control, y también se definen cada uno de estos conceptos.

- **Confiabilidad.** La confiabilidad se define como la propiedad de que una subestación suministre energía eléctrica con al menos un componente fuera de servicio.

- **Seguridad.** La seguridad trata sobre que la S/E no ocasione disparos indeseados, y de esta forma siempre dar continuidad en el servicio.

Figura 1. Características de las Subestaciones Eléctricas



- **Disponibilidad.** “Asegurar un cierto grado absoluto de continuidad operacional durante un período determinado.”

- **Operatividad.** “Capacidad para realizar una función”. El sistema debe estar en funcionamiento por el tiempo que se requiera independientemente de las condiciones.

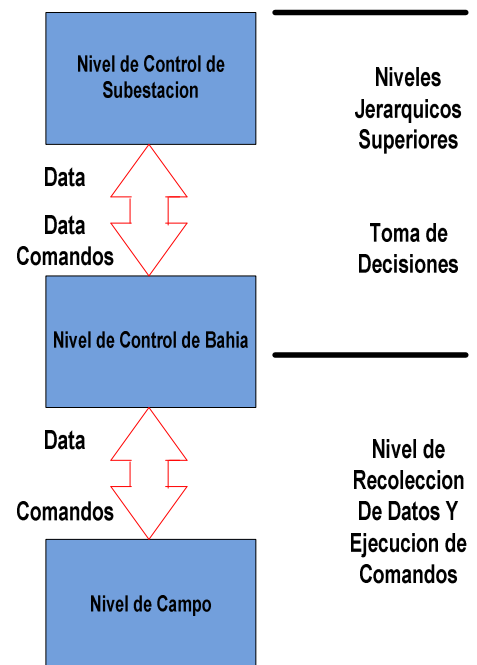
Las S/E están divididas en 3 sectores:

- Nivel de Control de campo
- Nivel de Control de Bahía
- Nivel de Control de Subestación

2.1 Arquitectura de una S/E Automatizada SAS

La tendencia general entre los diferentes suministradores de sistemas de control SAS, permite conectar en una misma red de comunicaciones todas los IED's (controladores, relés de protección, transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.), manteniendo los controladores de campo en un nivel superior a los demás IED's. [2].

Figura 2. Estructura Jerárquica de un Sistema de Control para una Subestación



En el cuadro 1, se muestra la Estructura jerárquica de un sistema SAS y sus niveles.

Cuadro 1. Estructura jerárquica de un sistema de control SAS

Nivel 3	Sistemas remotos de información		
Nivel 3 – Nivel 2, Comunicaciones e Interfaces			
Nivel 2	Sistema de procesamiento de nivel 2	Almacenamiento de datos históricos y de tiempo real	Interfaz de operación- Controlador de Subestación
Nivel 2 – Nivel 1, comunicaciones e interfaces (red de estación)			
Nivel 1	Controladores y puntos de I/O individuales	Interfaz de operación local (básica) Despliegues en controladores de campo	
Nivel 1 – Nivel 0, comunicaciones e interfaces			
Nivel 0	DEI's (relés de protección, transductores numéricos, contadores de energía, equipos de monitoreo, etc.)		
Equipos de alta tensión y servicios auxiliares			

2.2 Estado del Arte de la Automatización de Subestaciones Eléctricas

El crecimiento en la demanda de la potencia eléctrica, ha obligado a las empresas de energía a disponer de sistemas cada vez más flexibles y seguros que garanticen las menores interrupciones posibles en el fluido eléctrico. Por este motivo se avanzó en la **Estructura de los sistemas de control numéricos**. Estos sistemas fueron diseñados para realizar el control, supervisión y protección de las subestaciones así como de sus líneas de entrada y salida.

2.3 Filosofía de Automatización

En este ítem se comenta sobre las principales filosofías de automatización en S/E, las cuales son: ANSI, IEEE, e IEC.

• **Filosofía IEEE.** La IEEE Standards Asociación (IEEE-SA), es una sociedad que desarrolla documentos escritos en los cuales se establecen normas, entre las cuales se han generado para la Automatización de S/E.

• **Filosofía IEC (Resumen de Normas).** La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), fue creado para desarrollar normas de protocolo de telecontrol, tele-protección y las telecomunicaciones para servicios eléctricos y sistemas. En 1996 el Comité técnico 57 de la IEC comienza a trabajar con el mismo objetivo en la IEC61850 y en 1997 los dos grupos acuerdan trabajar juntos en la consecución de un estándar internacional cuyo resultado es la actual norma IEC61850. El objetivo de la norma IEC61850 es combinar DEIs de los diferentes fabricantes, no solo buscando interoperabilidad entre funciones y elementos sino un manejo uniforme de todo el sistema y la armonización de las propiedades generales del sistema.

3. ESTUDIO DE LA S/E DEL LABORATORIO DE CONVERSION DE LA UAO

La filosofía de la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía es: que los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica e Ingeniería Mecatrónica, se familiaricen con los equipos tecnológicos y de automatización que integran la subestación.

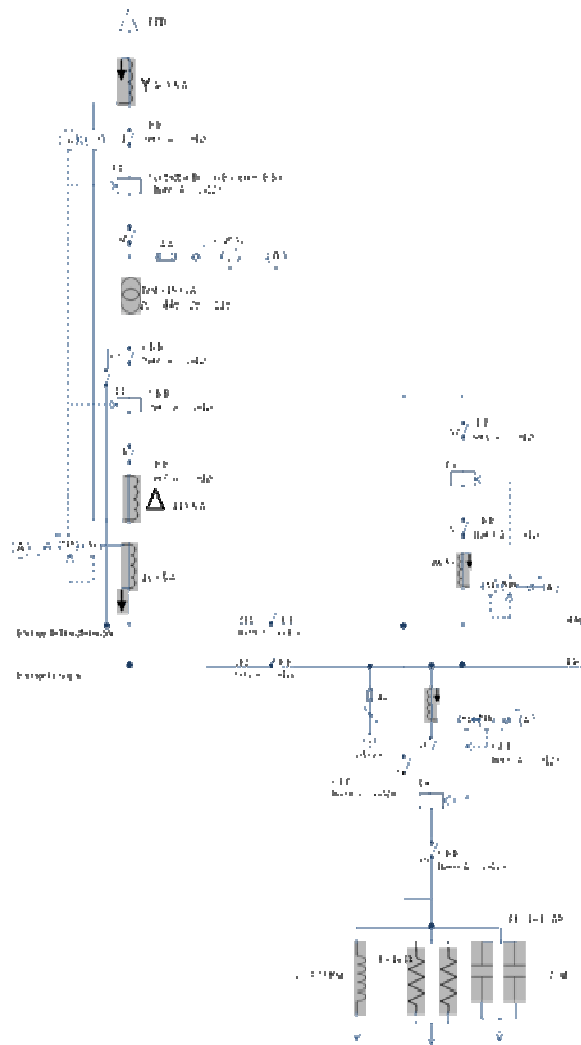
3.1 Descripción general del diseño actual

El laboratorio de Conversión de Energía de la U.A.O., cuenta con una subestación de tipo radial alimentada desde la red de EMCALI con un suministro de 208V trifásicos, con un transformador trifásico elevador 208/440-254, cuya configuración es un barraje principal y un barraje de transferencia. En la Figura 3, se muestra el diagrama unifilar actual.

Las Protecciones. Las protecciones son un relé diferencial tipo CA-4 Whestinghouse, para protección de transformadores que recibe señales de los transformadores de corriente de protección.

Los Dispositivos de Maniobra. Estos son 16 Contactores y de estos se usan sus contactos auxiliares, cuyo funcionamiento es de estado digital (ON – OFF / 1 o 0). De Estos contactos auxiliares, cuatro Simulan la operación de los interruptores de la subestación, de la siguiente manera:

Figura 3. Configuración antes de realizar la Automatización con los estándares vigentes



Transformador de Potencia. Para el diseño de la subestación, se usó un Transformador de 15 kVA, con una conexión Delta-Estrella, con una Tensión de entrada de 208 Voltios y una Tensión de salida 440/220/208, con un aislamiento clase A y refrigeración por aire natural.

Transformadores de Medida y Protección. Los Transformadores de Medida, son de tipo ventana. Han sido adaptados para que la mediciones sean representativas y las tensiones adecuadas para la

medición en los indicadores y la operación de las protecciones.

3.2 Requerimientos Generales del Diseño Eléctrico

El diseño de la automatización de la S/E, debe asegurar de manera integral que las maniobras, operaciones y todos los equipos que se le adicionaran, no afecte la operación y el funcionamiento de cómo está la S/E actualmente.

3.3 Niveles del Control Actual

• **Niveles del Control.** Según la concepción de las Subestaciones Digitales, la S/E diseñada se divide en 4 niveles básicos:

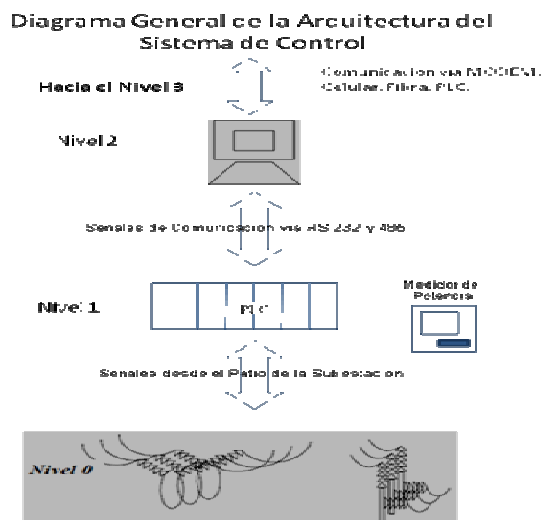
• **Nivel Cero o nivel de patio:** Donde se hallan todos los equipos de maniobra de la S/E, su forma depende de la tecnología utilizada en la subestación, para este caso particular el equipo de patio corresponde a los Contactores que simulan la operación de los seccionadores e interruptores y demás equipos de maniobra.

• **Nivel uno:** Es el control respectivo localizado en la caseta de mando relativa a cada sección de la S/E, para este diseño están conformados por los dispositivos de mando y señalización ubicados en el tablero de control y el tablero donde se ubicara el autómatas que realiza las operaciones de control local y permitirá el monitoreo remoto y la adquisición de datos de la subestación.

• **Nivel Dos:** Los cuartos de control que permiten hacer la operación y control global de la subestación. En este caso, lo conforman los dispositivos de comunicación y la terminal de operación que permitirá operar y monitorear la subestación remotamente.

En figura 4 se muestra la arquitectura de un Sistema de Control.

Figura 4. Diagrama de Arquitectura de un Sistema de Control



3.4 Objeto de la Propuesta de Diseño Ingeniería Básica y de Detalle para Automatizar Bajo Normas Vigentes la S/E Didáctica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente

El objeto de uso y funcionamiento de la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía es, para que los estudiantes de Ingeniería Eléctrica, Ingeniería Electrónica e Ingeniería Mecatrónica, se familiaricen con los equipos tecnológicos y de automatización que integran la subestación. También pueden llegar a conocer, interactuar, practicar y analizar, las partes, los equipos, la estructura, y el funcionamiento de una S/E. Además, con la Subestación del Laboratorio se pueden realizar maniobras y simulaciones, como si fuese en un equipo real de gran escala.

Como propósito general, los estudiantes de las Ingenierías Eléctrica y Electrónica, o de las asignaturas afines, que requieran interactuar con la Subestación del Laboratorio, deberán poseer o adquirir unos conocimientos previos y básicos sobre Automatización, Control, Comunicaciones, Equipos Eléctricos de Potencia, Conversión de Energía, Diseño de Subestaciones, Topologías de las Subestaciones, Protecciones Eléctricas, Sistemas de Potencia, entre otros temas, para aprovechar mejor la interacción con la S/E.

El desarrollo de S/E autónomas y con toda la normatividad vigente, ocasiono que el modo en cómo se distribuye la energía eléctrica o la potencia eléctrica, vaya en contraste con la necesidad global de mejorar los conocimientos y profundizar en la importancia del funcionamiento de una S/E, para de esta forma encaminar en un buen desempeño cuando se diseña una S/E en la actualidad.

Al observar el entorno regional, nacional, y global, veremos que la automatización de subestaciones no es una tendencia, si no una necesidad. El mantenimiento y la planeación de los complicados sistemas de potencia existentes hoy en todo el mundo así lo exigen, la creciente necesidad de garantizar confiabilidad y estabildades cada vez mayores en el sistema también, además la necesidad cumplir con las normatividades de cada región en cuanto a calidad de servicio por parte de las empresas de generación, transmisión, distribución, y comercialización la hacen aún más necesaria.

De lo anterior, se desprende que el conocimiento conceptual de las subestaciones es fundamental, y se puede alcanzar a través de subestaciones analógicas como la hasta entonces existente, pero el desconocimiento de las tecnologías actualmente utilizadas en la operación de las mismas pone al estudiante en una desventaja técnica y hará más difícil su futuro desempeño como ingeniero en el medio de los sistemas de potencia.

4. COMPARACION DEL DISEÑO DE LA S/E CON RESPECTO A LAS NORMAS ACTUALES QUE RIGEN EL CONTROL, LAS PROTECCIONES Y LA MEDICION

Requerimientos generales del control, las protecciones y la medición:

El diseño de la automatización incluyendo las nuevas normas y protocolos normalizados internacionalmente modificarán en el diseño, el control, las protecciones y la medición de la subestación actual, la cual deberá seguir operando de modo manual y automático o en caso de falla del sistema de control y de manera idéntica.

En el alcance del proyecto se debe adicionar el equipo de control y los equipos de protección, para actualizar los que simulan ser el controlador (Autómata Programable) y las protecciones (interruptores simulados por contactores) que actualmente están instalados en la S/E, por equipos electrónicos inteligentes (DEI's). De la misma forma que se emule la operación de una subestación no asistida.

Las protecciones que están instaladas actualmente son obsoletas dentro de este proyecto, pero seguirán haciendo parte de la S/E, para efectos de estudio y realización de prácticas estudiantiles. En cuanto a su función, se dejaron de respaldo de las protecciones inteligentes que se proponen en este proyecto.

Descripción general del diseño. Las modificaciones que se proponen involucran todo lo relacionado con la automatización hecha en el trabajo de grado anterior, el cual con los equipos inteligentes (DEI's) reciben las señales adquiridas por el Controlador central, el cual se entera de todo lo que suceda en la S/E, a través de los protocolos estandarizados actuales y de la red a la cual estarán interconectados los equipos.

A través del software con el cual se interconectarán los equipos, se podrá realizar el monitoreo, control, medida y por último la operación a través del IHM. Es decir intercambiando información entre sí de forma cableada (UTP, o FIBRA OPTICA), y también la transferencia de las señales de mando.

4.1 Especificación preliminar de los equipos requeridos

A continuación, como **Tecnología Requerida**, se nombran los equipos que son necesarios para así lograr tener una subestación eléctrica inteligente, que cumpla con la tecnología y protocolos estándar. Cabe anotar que aunque el alcance del proyecto no llega hasta el montaje y programación de estos equipos, si se explica el conexionado y el lenguaje de programación normalizado que tiene que usar la S/E de acuerdo a los estándares.

También se tiene una **Propuesta**, la cual consiste en un módulo didáctico que funciona como un dispositivo de control y protección para accionamientos, que puede simular un interruptor,

también cuenta con las funciones básicas de un relé protección. Esta propuesta es escalable a las normalizadas según la IEC. De acuerdo a esta opción también se nombrarán los equipos con algunas características muy parecidas a los solicitados en la tecnología requerida, para así poder realizar un desarrollo inmediato teniendo en cuenta que los equipos requeridos son demasiados costosos para una implementación a corto plazo. Pero con esta propuesta la S/E didáctica quedaría escalable a la tecnología requerida.

En el siguiente capítulo se seleccionan los equipos y las referencias de cada uno, de acuerdo a los requerimientos y/o necesidades de la S/E y de la Universidad. Aunque se debe llegar a realizar la propuesta número 1, porque es parte de unos de los objetivos de este proyecto y se trata de actualizar la automatización de la S/E didáctica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente bajo normas vigentes.

4.2 Especificaciones técnicas del Proyecto. (Aplicación de la Ingeniería de Detalle)

Este capítulo incluye todo el estudio de la Ingeniería de Detalle aplicado a la nueva S/E, en cuanto a lo planteado al final del capítulo anterior de las dos opciones que se nombraron en cuanto a equipos y con todos los requerimientos necesarios para que así cumpla con las respectivas normas y protocolos.

4.2.1 Selección de la tecnología requerida (Normalizada).

Los elementos requeridos son:

- Respecto al Controlador, se seleccionó una unidad que garantice la seguridad del suministro a la subestación, y que su sistema de adquisición evalúe todas las indicaciones durante su funcionamiento normal y que muestre un diagnóstico en caso de fallas. Se escoge la Estación Controladora y de Protección **SICAM PASS y SICAM PASS CC**, estas unidades vienen en hardware separado, pero como la S/E requiere de controlador y de IHM, se deben integrar a través de una comunicación ethernet. Este sistema sirve para controlar hasta 15 equipos

de campo o bahía. Es una solución que permite la implementación efectiva de tareas en el nivel de la subestación y además está diseñada para ser un sistema abierto que ofrece interfaces sencillas para la integración de nuevos tipos de dispositivos o nueva transmisión en protocolos sobre la base de normas internacionales **IEC61850** en control de bahías, además cubre todas las demandas en SAS.

- Las protecciones escogidas, son las **PROTECCIONES SIPROTEC** de **SIEMENS**, estos equipos son DEI's. Estos son equipos Microprocesados inteligentes que dan posibilidades de auto-supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas hacia los diferentes niveles de control. Además manejan poseen puertos **PROFIBUS DP / IEC61870-5-103** y comunicación **IEC 61850** vía **ETHERNET**. Por consiguiente son la fuente de la información, los encargados de ejecución de las acciones (Comandos-Set Points) dentro del sistema de control y de permitir la continuidad del servicio en las partes no falladas del sistema.

Además, la tecnología de control numérico ha reducido notablemente el número de componentes o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo.

- Respecto al Software se necesita el **Software Digsig Educativo** para Unidades **Siprotec** y el **Software Sicam Pas**, para la estación controladora.
- Respecto al switch con el cual se va a realizar la interconexión de los equipos de protección vía Ethernet, se usará el **RUGGED SWITCH RS1600-RS8000T** de la empresa **RUGGEDCOM ETHERNET**. Este equipo maneja 16 puertos RJ45 y el cual es muy importante en el área de S/E porque cumple con la norma IEC61850.
- Respecto a la **CP1616**, se necesita porque es la tarjeta que se comunica con el switch y permite

conectar **PG/PC SIMATIC** y a PC industriales con posibilidades de comunicación como slot **PCI a PROFINET IO-Controller** y **PROFINET IO-Device**. Con esta CP 1616 se soportan con alto rendimiento funciones de control en el PC (control basado en PC, control numérico). Además permite trabajar en tiempo real, esta CP es particularmente apta para aplicaciones de tiempo crítico, posee 4 puertos integrados que posibilita soluciones de sistema económicas y la construcción de distintas topologías. También permite comunicación vía Ethernet Mediante **Protocolo S7**, **SIMATIC** dispone de un **OPC Server** para la Tarjeta CP1613. Para poder Intercambiar Datos Con **Sicam Pas OPC Cliente**.

- PC (Estación de Operación). Debe ser un PC con una buena configuración en cuanto a hardware porque el software para programar los equipos es robusto, lo cual puede producir lentitud en el equipo y crear volcamiento de memoria sobre todo con el software Sicam Pass. Los requerimientos son:

- ✚ PC Pentium o Dual Core, con procesador de 1.4 a 2.0 GHz,
- ✚ Memoria RAM de 2 A 4 GB.
- ✚ Disco Duro de 80 A 160 GB.
- ✚ Tarjeta Aceleradora de Video de 128 con tecnología Direct X.
- ✚ Puertos serial.
- ✚ Puerto Paralelo.
- ✚ Puertos USB.
- ✚ Tarjeta ETHERNET 10/100 base para la red.

4.2.2 Selección de la tecnología propuesta (Didáctica Escalable).

Los elementos requeridos son:

- Respecto al Controlador, se buscó un PLC que cubriera con lo requerido en automatización de subestaciones eléctricas con Potencia de procesamiento, eficiente, flexible y sobre todo que cumpliera con los protocolos estándar en sistemas de automatización con el protocolo **IEC61850**. Por este motivo, se escogió una unidad como el **PLC VICOS RTU**, el cual permite una combinación integral **SIMATIC**

S7 basado en Tecnología de Automatización y de Energía, el cual cumple con protocolos estandarizados de telecontrol como **IEC 60870-5-101** y **IEC 60870-5-104** con vía **PROFINET TCP-IP**.

- Para los equipos de maniobra lo más recomendable es acoplar a los Contactores existentes que realizan la función de interruptores, equipos inteligentes de control y protección **SIMOCODE PROV (3UF7900 / PROFIBUS DP / E06, V 2.0.3 / 110 v-240 V)** / , los cuales a su vez sensan corriente a través de los **MODULO DE CORRIENTE (20 – 200 Amp)**, se escogió este rango de corriente por el nivel de amperaje que maneja la S/E y además se dejan interconectar con otros equipos vía **AS-INTERFAS**. También poseen **Panel de visualización y control** el cual le da la posibilidad al usuario de manipularlo a través de este panel en vez de ir al equipo que contiene el software de control.
- Respecto al software, se requeriría el **Siemens DMI License**, el **IHM WINCC** para la Interfaz, **Simocode ES** y el **Simocode Gráfico**.

4.3 Diseño Eléctrico de la S/E. La configuración que se usara en la S/E, será la misma que tiene actualmente la cual es una **Tipo Barra Principal y Barra de Transferencia** como se observa en el diagrama unifilar de la figura 37.

4.3.1 Secuencia de maniobra de S/E. La secuencia de operación de la S/E, depende directamente de su configuración.

La configuración se divide en dos barrajes, una es de barraje principal simple seccionado para el alimentador, mas barra de transferencia seccionado para los demás campos de la misma. En el diagrama unifilar se muestra la S/E repartida en 3 zonas.

El funcionamiento básico de la primera configuración (BAHIA 1), radica simplemente en el cierre de los seccionadores S1, S2 y cierre del interruptor I1, para energizar el resto de la S/E. Cuando se requiere desenergizar el sistema, se abre primero I1, porque el interruptor permite abrir carga o grandes corrientes disipando el arco

eléctrico que se genera cuando se abren grandes corrientes eléctricas y luego se abren los seccionadores S1 y S2.

El funcionamiento de la segunda (BAHIA 2), consiste en el cierre del S3, S4 y cierre del interruptor I2, para alimentar el barraje principal y lógicamente cerrado el seccionador de barra (SB2) para energizarla toda y así terminar de energizar la zona 1. Para la des-energización de esta bahía, se procede como el de la bahía 1. Paralelo a esta bahía 2, se tiene un seccionador de bypass S5, que sirve para alimentar la barra de transferencia en caso de falla o mantenimiento del interruptor I2, lógicamente cerrando el seccionador de barra 1(SB1) y así alimentar la BAHIA de Transferencia.

En la zona 2 se tiene la (BAHIA 3) de Transferencia, esta bahía es alimentada cuando de energiza el barraje de Transferencia a través de S5 y consiste en el cierre de los seccionadores S6 y S7 y luego el cierre de interruptor I3, para así alimentar el barraje Principal y alimentar la carga. Para la desenergización de esta bahía se realiza como las anteriores recordando siempre interrumpir primero los seccionadores.

La zona tres contiene la (BAHIA 4) de Carga, esta bahía es alimentada por el barraje principal o por el de Transferencia para energizar la Carga, consiste en cerrar S8, S9 y luego I4, para desenergizar esta bahía se realiza como las anteriores bahías.

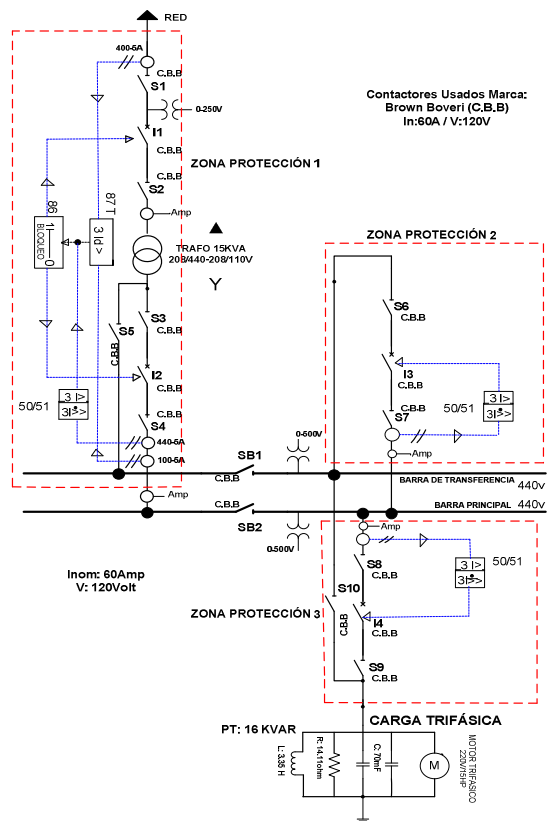
Las bahías 3 y 4 tienen un seccionador de bypass para realizar mantenimiento del interruptor I3 e I4 y de esta manera la carga siempre estará energizada a través de la barra de transferencia.

4.4 Diagrama Unifilar de la S/E con sus respectivas reformas

A continuación, se muestra en la figura 40, el Diagrama Unifilar de la S/E con los respectivos cambios que se le hicieron a nivel de diseño, pensando en una mejor operación y respecto a los símbolos de los elementos y nomenclatura de la S/E según la norma IEC 60617. De esta manera la S/E queda distribuida por zonas para un mejor entendimiento sobre la coordinación en las protecciones. También se observa cómo quedan distribuidos los elementos de maniobra y los

respectivos sensores de corriente para las protecciones eléctricas y sobre todo cumpliendo con normas IEC.

Figura 5. Diagrama Unifilar de la S/E con las reformas



4.5 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS NECESARIOS Y CONEXIONADO DE LA PROPUESTA NORMALIZADA PARA LA S/E

A continuación, se nombrarán los equipos necesarios para así obtener la primera Propuesta Normalizada de automatización para la S/E, utilizando tecnologías que cumplan con la IEC 61850, logrando así una comunicación vía Ethernet entre los equipos, pero sobre todo cumpliendo con las necesidades de actualización y respetando lo que posee actualmente la S/E en cuanto a equipos, para que así se pueda maniobrar, controlar y comparar en cuanto a tecnologías, para afines netamente académicos y así aplicable en cursos donde se pueda manipular. Pero sobre todo ir concientizando al estudiante

sobre las normas actuales las cuales rigen las S/E y equipos, en los apartados siguientes se informara sobre los equipos necesarios, cantidad y conexionado para esta Propuesta.

4.5.1 Protecciones definidas. A continuación se definieron todos los tipos de protecciones sugeridas que cumplen con la IEC61850 como los relés Siprotec los cuales son la última versión de equipos de protección y control ofrecidos por Siemens, para generadores, motores, transformadores y líneas de transmisión. Capaces de ser integrados a través de redes PROFIBUS / ETHERNET / IEC, para la completa automatización de la S/E.

También se informa en la tabla 11, la cantidad de estos equipos de protección que se requerirían por zonas de acuerdo al diagrama unifilar y se referenciaran páginas electrónicas con los PDF's donde se encontraran los manuales de estos equipos y en donde se mostraran especificaciones de los equipos y posibles conexiones eléctricas para que así quede más sencillo su montaje cuando se adquieran.

Los siguientes equipos de protección nombrados a continuación, son los que se requieren para así lograr que cada zona este protegida:

- **Zona 1:** Relé de Protección con Pantalla 7UT633, Funciones a proteger en esta zona (87T, 50-51,86).
- **Zona 2:** Relé de Protección con Display 7UT612, Funciones a proteger en esta zona (50/51).
- **Zona 3:** Relé de Protección con Display 7UT612, Funciones a proteger en esta zona (87L, 50/51).

4.5.2 Descripción de las señales y eventos por fallas según la zona de protección de la S/E. A continuación, se mostrara como quedan protegidas las zonas que aparece en el diagrama unifilar de la S/E, de igual manera se utilizó la coordinación de protecciones del trabajo de grado anterior, Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía

electromagnética de la U.A.O, por lo que la coordinación de acuerdo a un análisis que se realizó se encuentra bien a lo que se necesita en la S/E. En el cuadro 2, se plantea los posibles eventos en caso de falla en cada una de las zonas y de cómo sería la respuesta de cada protección y también aparecen los tipos de funciones de protección que contendría cada zona.

Cuadro 2. Eventos y señales generadas por fallas en la S/E

Evento	Descripción de Señales
Falla en Zona de Protección 1	La Zona 1, se encuentra Coordinada por Protección Diferencial 86, 87T del Transformador de Potencia las cuales actúan sobre el Interruptor 1 y 2 , pero adicionalmente posee una Protección de Sobrecorriente 51, 51N que Actúa sobre I2 .
Falla en Zona de Protección 2	La Zona 2, se encuentra Coordinada por Protección Diferencial 87 de la Barra de Transferencia , pero adicionalmente posee una Protección de Sobrecorriente 51 que Actúa sobre I3 . También posee otra Protección Diferencial 87 de la Barra Principal, y también posee una protección de Sobrecorriente 51 que Actuaría Sobre I4 .
Falla en Zona de Protección 3	La Zona 3, se encuentra Coordinada por una Protección de Sobrecorriente 51, 51N Monitoreando la Corriente Atravez del Interruptor I5 o Comodín y el cual actuaría Sobre él.
Falla en Zona de Protección 4	La Zona 4, se encuentra Coordinada por una Protección de Sobrecorriente 51, 51N Monitoreando la Corriente Atravez del Interruptor I6 o Interruptor del Alimentador de la Carga para así Actuar sobre él.

4.6 Descripción de los Equipos Necesarios y Conexión de la Propuesta Didáctica Escalable para la S/E

A continuación, se nombraran los equipos que se necesitarían para lograr la segunda propuesta de automatización de la S/E, utilizando otras tecnologías y aprovechando que la universidad autónoma de occidente cuenta con algunos de estas y así aprovecharlas. logrando así una comunicación vía Profibus DP y Ethernet con los equipos, pero sobre todo cumpliendo con las necesidades la cual es una subestación didáctica escalable que se pueda maniobrar y controlar para fines netamente académicos y así aplicable en cursos donde se pueda manipular. Pero sobre todo ir concientizando al estudiante sobre las normas actuales las cuales rigen las S/E y equipos, en los apartados siguientes se informara sobre los equipos necesarios, cantidad y conexión para esta propuesta.

4.6.1 Simocode PRO V–DP (Centro de Control de Accionamiento). Los Simocode son equipos

que se usan para protección y control de motores de corriente alterna. Es un equipo para accionamiento eléctrico e interfaz el cual es programable pero en realidad es el queda la orden a un dispositivo de potencia. El Simocode entraría actuar entre el grupo de control de la S/E, al Simocode llegarían las protecciones, los enclavamientos. Este equipo es un sistema microprocesado usado en aplicaciones para la Industria Eléctrica donde se requiera automatización y control de Accionamientos, en este caso se usara porque son equipos económicos respecto a los utilizados en S/E como las protecciones inteligentes y los interruptores.

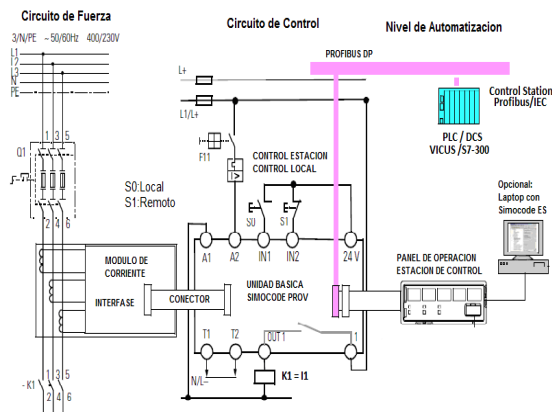
El Simocode es el ideal para esta propuesta, porque se puede comunicar por vía Profibus-DP a través del SCADA, al Simocode se le anexa sensores de corriente los cuales se pueden encontrar de diferentes rangos de 0.25 a 820 Amp, pero en el caso de la S/E por el nivel de amperaje que maneja de 60 Amp nominales se necesitarían **módulos de corriente de (20 a 200 Amp)**, en este caso no habría que utilizar los sensores de corriente convencionales los cuales posee la S/E actualmente.

Los Simocode tendrán adicionalmente paneles de operación los cuales pueden ser conectados directamente al dispositivo o a módulos de expansión, con este panel se puede controlar el equipo localmente en caso de mantenimiento o falla.

El Simocode se parametriza y se configura con su software **WIN-SIMOCODE-ES**, el cual se requiere para la integración como esclavo del controlador maestro **S7-300** de Siemens a través del software **SIMATIC S7** por medio de **PROFIBUS DP**.

4.6.2 Diagramas de borneras para niveles de fuerza y control vía Profibus. En la siguiente figura 6, se muestra como debe ser la conexión del acople entre los equipos Simocode con el nivel de fuerza, control y automatización ,la cual en este caso sería vía Profibus DP Y los cuales irían acoplados por este puerto de comunicación al Controlador en este caso un PLC S7-300 y a un Scada IHM.

Figura 6. Diagrama eléctrico de acople entre nivel de fuerza, control y automatización en la S/E



4.7 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN

De acuerdo a los estándares y normas descritas en la Ingeniería Básica, se presentan dos propuestas:

La primera es una arquitectura basada en IPC (Industrial PC) y la segunda basada en PLC. La segunda propuesta es escalable, económica y didáctica para las actuales necesidades del laboratorio, pero accesible para implementar a futuro la primera propuesta.

A continuación se muestra en la figura 7, el diagrama de la primera propuesta, y en la figura 8, el diagrama de la segunda.

Figura 7. Diagrama Según la Norma IEC

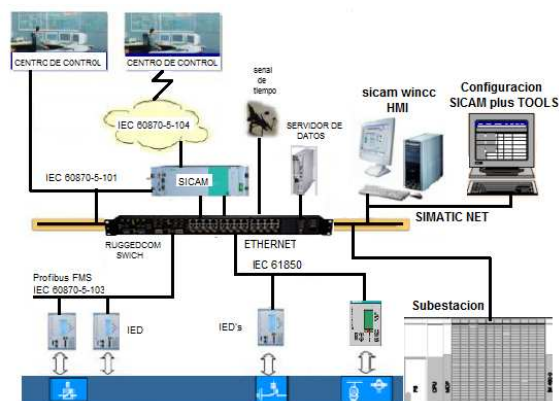
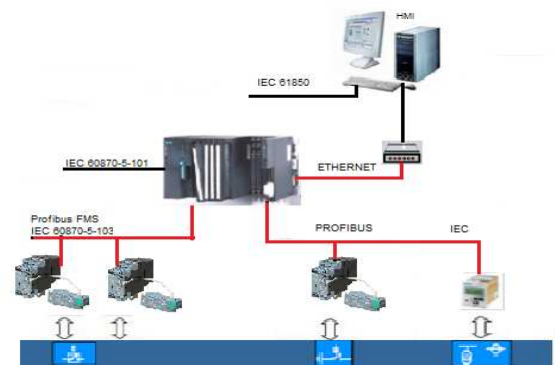


Figura 8. Diagrama Didáctico Escalable hacia lo inteligente



4.8 Diagramas de Programación de la S/E

Los diagramas lógicos digitales convencionales en la parte de accionamientos, como los diagramas de bloques en CFC que se usan en los software para la programación de S/E.

4.8.1 Automatización de la Estación de Protección y Control para la S/E usando CFC (SAS).

En este apartado se explican las librerías fundamentales de configuración de los bloques para automatizar la S/E bajo la Norma IEC con el modelo que ofrece programar con el método de Automatizar la Estación de Protección y Control usando CFC.

En el siguiente cuadro se nombra los comandos que debe tener la estación de ingeniería para ordenar que un comando se active o desactive

Cuadro 3. Comandos de la Estación de Protección y Control

Item	Nombre	Función
1	AUTHORIT	Comando de Autorización
2	CRCOM	Comando de Derivación
3	PC	Comando de Pulso
4	CC	Salida Persistente
5	SPC	Valores Programados en forma Digital
6	TAP	Comando para que el Transformador setee los TAP
7	SPCA	Valores Analógicos Programados
8	LABEL	Comando de Etiquetar
9	COMM_CP	Comando de Salida para los Módulos CP
10	COMM_MCP	Comando de Salida para los Módulos MCP
11	MUX_COMM	Comando de Multiplexar
12	SELC	Comando de Control para el CFC
13	DISLOCK	Cancelación del Interlock

Realizando una configuración idónea de las reglas de programación en el CFC, se puede evitar crear una incorrecta información y así no permitir que los datos se pierdan. Programando en bloques se puede determinar una única asignación para que la información del SAS de las entradas y las salidas de cada bloque del CFC tengan su respectiva prioridad.

4.8.2 Estructura para el procesamiento de los datos en la Estación de Protección y Control. El procesamiento de los datos en la Estación de Protección y Control tiene una estructura definida. Esta estructura se define subdividiendo y separando la posición de la estructura de los bloques. Ellos contienen la información de los ítems y alguna información complementaria como estampa de tiempo, estado de los niveles, causas etc.

Cuando se en-ruta la información del SAS a través del CFC, se etiquetan con un método llamado por punteros, que se refiere a una dirección única del bloque para que fácilmente sea identificado dentro de la estructura del SAS y reducir considerablemente la congestión en la transferencia de los datos desde los bloques del CFC o prioridad de clases hasta el sistema principal de la SAS.

• **Tipos de datos en el CFC:** Las entradas y salidas de los bloques de la Estación de Protección y Control procesan diferentes tipos de datos dependiendo del tipo de señal de la entrada o la salida. Los posibles tipos de datos se muestran a continuación:

- **BOOL (BO)**
- **BYTE (BY)**
- **WORD (W)**
- **DWORD(DW)**
- **INTEGER (I)**
- **REAL (R)**
- **TIME (TI)**

Comandos del Proceso: Los comandos del Proceso incluyen todos los comandos que van directamente a las salidas. Los equipos de la

Subestación y lo que cause algún cambio en el estado del proceso.

A continuación, se nombran y explican algunos de los comandos básicos del CFC para automatizar una S/E.

• **AUTHORIT – Comando de Autorización.** Ver figura 9.

Figura 9. Bloque Authorit, Bloque por Defecto y Bloque Completo



La función del bloque (Authorit), es chequear la autorización de un comando. Este bloque verifica si una indicación proviene del HMI, y conmuta la indicación para enviarlo al siguiente bloque, es decir deja que el dato pase de bloque en bloque hasta llegar a una salida. De lo contrario si la dirección no concuerda con su base de datos no deja pasar el dato al siguiente bloque.

En el cuadro 4, se muestran los bloques avanzados en CFC.

Cuadro 4. Bloques Avanzados en CFC

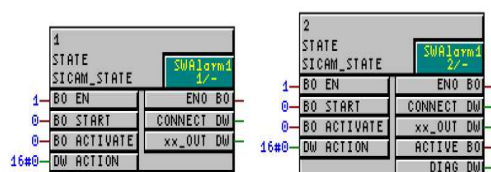
Item	Nombre del Bloque	Descripción
1	SASC	Crea los Items con la información del SAS.
2	SASS	Accesa a los Componentes de un Item del SAS.
3	ARRAY	Acceso selectivo a la estructura de un bloque
4	DIFF	Inicializa el programa en determinado nivel.
5	MEM	Bloque de Memoria
6	TIMER_SW	Timer el cálculo para cada nivel del programa
7	TIMES	Bloque del timer
8	STATS	Selecciona el estatus
9	BLOCK	Bloque para señales Boolean
10	CYCLE	Timer
11	SIGNAL	Convierte los Indicadores en pulsos Boolean
12	ST_SOFT	Inicializa el programa en una clase prioritaria
13	MUX_TEL	Multiplexa las entradas
14	QUEUE	Arrela en filas la información del SAS
15	BLD_ARY	Recoge los datos del SAS

• **Petri Network Model.** En este apartado se explican los bloques usados en la Estación de

Protección y Control, con estos bloques se puede implementar un modelo de Red de Petri.

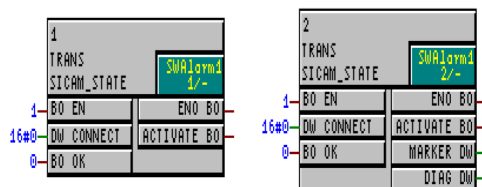
- Bloque STATE. Ver figura 10.
- Bloque TRANS. Ver figura 11.

Figura 10. Bloque State por Defecto y Bloque Completo



El bloque STATE lleva a cabo las tareas de un estado parametrizable a un Modelo de Red de Petri. La siguiente transición (Bloque TRANS) es conectada con el estado (Bloque STATE) (vía entradas/salidas).

Figura 11. Bloque TRANS por Defecto y Bloque Completo



El bloque TRANS realiza la tarea una transición parametrizable de un Modelo de Red de Petri. La transición es conectada con el estado precedente (bloque STATE). Tan pronto como la condición ha sido aprobada, la transición cambia de estado. Esto lo hace con un activador que lleve el dato al siguiente estado (bloque STATE) para que la salida sea activada.

4.9 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CONTROL

La siguiente configuración de control es la usada por los equipos que se contemplan en la norma

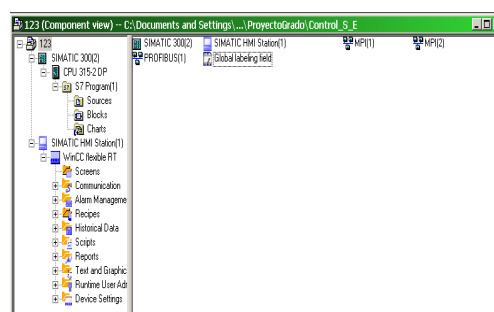
IEC, como los recomendados anteriormente en cada propuesta, el equipo VICOS y el sistema de Automatización SICAM, estos son los equipos que se han sugerido para implementarlos en la S/E a un futuro, y poder actualizar la subestación del laboratorio.

El sistema de control de la S/E debe tener una estructura determinada como es el nivel de campo, el nivel de control de bahía, un nivel de control de subestación, y la comunicación que debe existir entre cada nivel, para que cuando se esté maniobrando, no ocurran inconvenientes que tengan consecuencias graves, sobre todo que ocurra un corto-circuito.

Al montar la actualización de la automatización de la S/E del Laboratorio de Conversión Energía de la UAO, se solucionaran algunos de los problemas que tiene el sistema actualmente, pero también se supervisaran las protecciones y la medición de las señales, y con estas herramientas se hará el control de la S/E, protegiendo las barras, las conexiones entre equipos y por supuesto la carga.

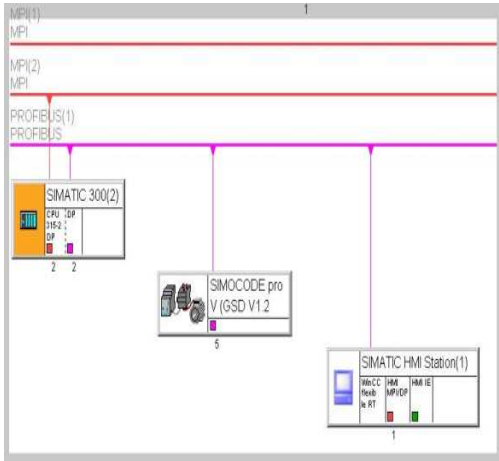
La configuración del sistema de control se hace en la estación de ingeniería, también allí se configura el tipo de red por la cual se hacen las comunicaciones, la interfaz hombre maquina (IHM). Esto se muestra en la figura 12.

Figura 12. Configuración del Sistema de Control



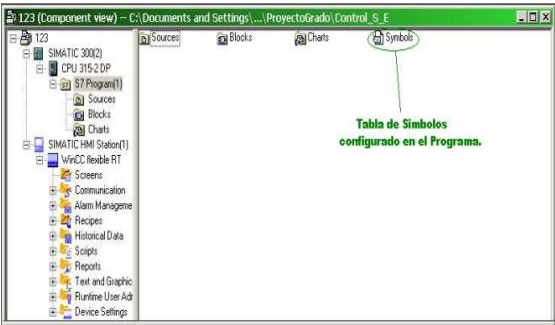
La red de comunicación que usa el todo el sistema de control es Profibus, en la figura 13, se muestra la forma de configurar la red entre el controlador (Simatic 300), el dispositivo que se usa como protección, el Simocode y también está el IHM conectado a la misma red.

Figura 13. Configuración de la Red Profibus para el sistema de control



4.9.1 Condiciones para relizar el mando de una Bahía de la S/E. Aquí se muestra como se realiza el mando de una bahía de la S/E. Lo primero es configurar la tabla de símbolos, en la figura 14, se muestra la configuración en la estación de ingeniería.

Figura 14. Configuración de la tabla de símbolos



De acuerdo a la explicación anterior, cuando se va a realizar una maniobra en la S/E, deben existir programados unos bloqueos o permisos de la S/E, que lo que hacen es no permitan maniobras prohibidas. Todas estas señales generan unas condiciones y con estas se puede generar una tabla de símbolos. Esta tabla permite poder enumerarlas cada condición y así poder crear la programación correspondiente para cada bahía. En el cuadro 5, se establecen las condiciones para maniobrar la bahía 1.

Cuadro 5. Símbolos para realizar el control de una bahía de la S/E

Status	Symbol	Address	Data type	Comment
1	Abirr	Q 16.0	BOOL	Abirr Interruptor
2	Abirr-Int	I 8.4	BOOL	Orden para para Abirr Interruptor
3	Abirr-S1	Q 16.2	BOOL	Abirr Seccionador 1
4	Abirr-S2	Q 16.4	BOOL	Abirr Seccionador 2
5	Abirr-Sec1	I 8.6	BOOL	Orden para Abirr Seccionador 1
6	Abirr-Sec2	I 9.0	BOOL	Orden para Abirr Seccionador 2
7	Cerrar-I	Q 16.1	BOOL	Cerrar Interruptor
8	Cerrar-Int	I 8.5	BOOL	Orden para Cerrar Interruptor
9	Cerrar-S1	Q 16.3	BOOL	Cerrar Seccionador 1
10	Cerrar-S2	Q 16.5	BOOL	Cerrar Seccionador 2
11	Cerrar-Sec1	I 8.7	BOOL	Orden para Cerrar Seccionador 1
12	Cerrar-Sec2	I 9.1	BOOL	Orden para Cerrar Seccionador 2
13	CYCL_EXC	OB 1	OB 1	Cycle Execution
14	Estado-I	I 8.2	BOOL	Estado Interruptor
15	Estado-Prot	I 8.3	BOOL	Estado de la Proteccion
16	Estado-S1	I 8.0	BOOL	Estado Seccionador 1
17	Estado-S2	I 8.1	BOOL	Estado Seccionador 2
18				

CONCLUSIONES

En este proyecto de grado se realizó, la Ingeniería Básica que contiene información a partir del estado del arte en diseños de S/E de potencia y la automatización usando SAS, hasta la comparación y evaluación de la S/E del laboratorio en cuanto a equipos y normas, también incluye la selección de las tecnologías para las necesidades del proyecto.

Con la información comprendida en el primer capítulo, se realiza un análisis sobre cómo se están diseñando los sistemas de automatización de subestaciones SAS; esta información es importante tanto para el lector como para los estudiantes de ingeniería eléctrica de la UAO, porque es un medio para conocer la tecnología que se está usando en la automatización eléctrica en los sistemas de potencia.

Al comparar las dos tecnologías en la S/E del Laboratorio de Conversión, la que existe y la que se propone, se observó que hay diferencias significativas, y que la tendencia en automatización de una subestación es que se debe llegar a normalizar todos los dispositivos de una subestación, para poder competir con eficiencia en un mercado eléctrico. Esta es una razón para actualizar la S/E que tiene el laboratorio de conversión de energía de la UAO.

Se planteó la Ingeniería de Detalle para el proyecto, esta incluye la información con

especificaciones técnicas del proyecto, mostrando la información sobre las propuestas planteadas (propuesta normalizada y propuesta escalable) en el documento, los equipos que se necesitan y que cumplen con la norma.

En el último capítulo se adquirió variada información sobre los equipos que se usan en la automatización de S/E, y se evidenciaron las grandes diferencias que hay entre los equipos que se usan para automatizar en la industria y los que se deben usar en automatización de sistemas eléctricos de potencia.

Se entrega un Artículo que propone continuar con una investigación y realizar el desarrollo a nivel local sobre la Automatización de Subestaciones Eléctricas de Potencia. Este artículo incluye un breve resumen del texto del proyecto, y se muestra el estado del arte de los SAS, según los protocolos internacionales y concluye con una futura aplicación a la Subestación Eléctrica del Laboratorio de Conversión de Energía de la Universidad Autónoma de Occidente, para así llegar a tener una subestación actualizada y renovada, en cuanto a estas tecnologías aplicadas y las cuales todavía no se tienen en la Universidad.

Realizar este proyecto fue muy importante porque se investigó sobre la normatividad actual que rige para la automatización de S/E, y entre esta normatividad se tienen algunos de los más importantes como son los estándares emitidos por la IEC 61850, IEC 61131-3, IEC 61970, IEC 62351, IEEE 1379-1997.

La automatización que se recomienda para la S/E del Laboratorio de Conversión de Energía de la UAO, es porque se deben usar equipos de Medición, Control, Protección que cumplen con los estándares de automatización de S/E. Por otro lado estos equipos también permiten guardar los eventos que ocurren en la S/E en una base de datos del equipo o en un computador. Con esta tecnología también se tiene la posibilidad de una apertura voluntaria o por el pc.

Lo importante de la implementación de DEI's a futuro, facilita las 3 actividades fundamentales e importantes en la S/E, como la de Control, Protección y Medida en un solo equipo.

Se concluye con este proyecto, que se puede dejar el control convencional que se tiene actualmente, porque muchos equipos están en buen estado, además sirven para realizar una comparación entre lo antiguo y lo que se debe usar en la actualidad en una S/E, a efectos de tener una subestación didáctica de maniobra convencional y la actualizada en cuanto a la automatización por medio de la Sicam Pass, y así tener la opción de poder habilitar cualquiera de las dos opciones, de forma que se use el cableado convencional o el nuevo a través del automático por ethernet, profibus o fibra óptica.

Si llegase a implementarse este proyecto, para la Universidad es viable renovar y actualizar la S/E del Laboratorio a los nuevos estándares porque entraría en una competencia académica con respecto a otras Universidades y entidades de carácter académico, que no cuentan con la infraestructura para realizar escuela de formación en cuanto a la Automatización Eléctrica.

Con la investigación que se realizó para desarrollar este documento, se puede rescatar que si la universidad implementa este proyecto, los beneficios para los estudiantes de Ingeniería Eléctrica de la UAO, serían excelentes porque tendrán a su disposición un módulo actualizado con tecnología normalizada y que además es la que debe usarse para automatizar una S/E.

Con este trabajo se pretende formar la base para que se desarrollen o abran líneas de Automatización Eléctrica de Subestaciones, de Generación, y también la línea de Comunicación de Redes de Distribución.

La propuesta escalable de usar un Simocode, es una buena alternativa, porque el equipo se cobija bajo estándares internacionales de conexión y de programación, es programable de acuerdo a la lógica que se requiera, responde con una buena eficiencia, y se puede aplicar para el proyecto que se propone. Usar Simocodes en este proyecto, es una buena opción sobre todo por lo económico y porque los equipos o la tecnología real que se debe usar en la S/E del laboratorio es muy costosa para implementarla a corto o mediano plazo. Aunque el objetivo es que la Universidad la adquiera para que se actualice.

REFERENCIAS

IEC 61850 In Substation Communication. ABB [en línea]. P. 246. [consultado 20 de Noviembre de 2010]. Disponible en internet: [http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/verifydisplay/68dc07eeeb138064c12578140041b0dc/\\$file/P246_IEC61850_in_Substation_Communication_756526_ENc.pdf](http://www05.abb.com/global/scot/scot229.nsf/verifydisplay/68dc07eeeb138064c12578140041b0dc/$file/P246_IEC61850_in_Substation_Communication_756526_ENc.pdf)

Automatización de Subestaciones y Centros de Control [en línea]. Santiago de Cali: Gers S.A, 2009 [consultado 08 de Febrero de 2011]. Disponible en Internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCRSQSCmyujdkMdud-oCnoqdy-qlhhyCPWQQggb7>

ARAGÓN RANGEL, Luis Eduardo, I.E., M.Sc., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Protecciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 30 Diapositivas.

BARRIOS ROSALES, Rafael. Implementación de un esquema de protecciones para las 5 unidades generadoras en la hidroeléctrica Chixoy, utilizando relevadores multifunción Siemens Siprotec 7UM62. Trabajo de grado Ingeniero Eléctrico [en línea]. Guatemala: Universidad de San Carlos de Guatemala. Facultad de Ingeniería, 2008. 247 p. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en Internet: http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0144_ME.pdf

CONTRERAS C, Carlos y HERNÁNDEZ R, Elicio J. Sistemas de Control en Subestaciones de Alta Tensión del Control Convencional al Control Numérico [en línea]. [Consultado 05 de Julio, 2010]. Disponible en internet: <http://proyecto-nr.googlecode.com/files/Sist.%20de%20control.pdf>

ENGLER F, JAUSSE A. Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 12 de Septiembre, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/2000/84/1/T-ESPE-039.pdf>

EL ING. LUIS EDUARDO ARAGON (Gerente de Proyectos, GERS S.A, Santiago de Cali, Entrevistas Personales Oficinas de Gers S.A, 28 de Junio de 2011, 10 de Julio de 2011, 15 de Agosto de 2011, 10 de Septiembre de 2011). Asesorías sobre el proyecto de grado, porque es uno de los jurados calificadores del proyecto, Señalo posibles cambios y mejoras para realizar un excelente trabajo de grado de acuerdo a su experiencia en el área de Automatización de Subestaciones.

Mando inteligente de subestaciones, vigilancia y diagnóstico en las instalaciones de alta tensión, Revista ABB 3. [en línea]. 1998. [Consultado 10 de Marzo, 2010]. Disponible en internet: <http://repositorio.eppetroecuador.ec/bitstream/2000/81/1/T-ESPE-37.PDF>

EL ING. ROBERTO VERGARA (Jefe de Proyectos, SIEMENS-Oficina Centroempresa, Santiago de Cali, Entrevista Personal, 28 de Junio de 2011). Señalo lo importante de este trabajo de grado para la Universidad Autónoma de Occidente, y asesoría sobre los Equipos Marca Siemens que se van a utilizar.

GONZALEZ PALOMINO, Gabriel, I.E., PhD., Curso de Pregrado de Ingeniería Eléctrica de Diseño de Subestaciones Eléctricas. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente, 2011. 40 Diapositivas.

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Programmable controllers – Part 3: Programming languages. IEC Std. 61131-3. Geneva 20: IEC, 2003. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61131-3%7Bed2.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Communication networks and systems in substations. Part 5: Communication requirements for functions and device models. IEC Std. 61850-5. Geneva 20: IEC, 2003. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec61850-5%7Bed1.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Energy management system application program interface

(EMS-API) – Part 301, Common Information Model (CIM) Base. IEC Std. 61970-301. Geneva 20: IEC, 2011. 6 p. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/p-preview/info_iec61970-301%7Bed1.0%7Den.pdf

SWITZERLAND, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. Power systems management and associated information exchange – Data and communications security. Part 1: Communication network and system security – Introduction to security issues. IEC Std 62351-8. Geneva 20: IEC, 2007. 6 P. Disponible en internet: http://webstore.iec.ch/preview/info_iec62351-1%7Bed1.0%7Den.pdf

ISAJAR S. Jaime y SANCHEZ L. Jose Maria. Diseño y Construcción de una Subestación a Escala para la Universidad Autónoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 1985. 195 p.

Lineamientos de Automatización y Control de Sistemas de Distribución Eléctrica [en línea]. 2009 [consultado 04 de Febrero de 2011]. Disponible en internet: <http://elistas.egrupos.net/cgi-bin/eGruposDMime.cgi?K9D9K9Q8L8xumopxC-qjd-uluCPVTRCvthCnoqdyqlhhyCPPSPQifb7>

MEJIA VILLEGAS, S.A. Ingenieros Consultores. Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. 2 ed. Colombia: McGraw-Hill, 2009. 539 p. 2003. Páginas consultadas 225 - 541.

USA, POWER ENGINEERING SOCIETY.. Trial-Use Recommended Practice for Data Communications between Intelligent Electronic Devices and Remote Terminal Units in a Substation. IEEE Std 1379-1997. New York 5 Avenue: IEEE, 2005. 32 P. [consultado en Septiembre 15 de 2010]. Disponible en internet: <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=660326&userType=inst>.

R. Vignoni, R. Pellizzoni y L. Funes, Sistemas de Automatización de Subestaciones con IED's IEC 61850: Comunicaciones, Topologías [en línea]. Decimo tercer encuentro regional iberoamericano de Cigre. Argentina 2009. [consultado 05 de Marzo de 2011]. Disponible en internet:

<http://www.labplan.ufsc.br/congressos/XIII%20ErIac/D2/D2-03.pdf>

SICAM SAS. Substation Automation System [en línea]. 1998. [consultado 20 de Noviembre de 2010]. Disponible en internet: http://www.okosis.com/Downloads/Lib/SicamSA/S/SAS_GettingStarted.pdf

SICAM RTU 6MD22. Catalog Substation SICAM 2.4.1[en línea]. 2003. [consultado 05 de Diciembre de 2010]. Disponible en internet:

https://concert.siemens.com/conductor/servlet/sbs.concert.LoadBlob?sessionId=?wert=1180&mimeType=application/pdf&doc=SICAM_2_4_en_2003VEN.pdf&cmd=1&tab=EV_DOC&col=C_DOC_ID&blob=DOC_DATA&voll=J

SIPROTEC. Protection Relays and Power Quality [en línea]. 2005. [consultado 21 de Enero de 2011]. Disponible en Internet: <http://www.belenergo.by/protect/Zashita/Obshaya%20Info/SIPROTEC%20primeri%20ispol'zovaniya%20en.pdf>

SIEMENS S.A. Producto Eléctricos Industriales, Lista de precios [en línea]. Colombia: 2010 [consultado 05 de Julio de 2011]. 142 p. Disponible en Internet: <http://www.asoingenieria.com/documentos/Productos%20electricos%20industriales.pdf>

SIEMENS S.A. Sirius Motor Management, Catalog LV1 News [en línea]. 2005 [consultado 05 de Julio de 2011]. 290 p. Disponible en Internet: <http://www.automation.siemens.com/cd-static/material/catalogs/e86060-k1002-a121-a4-7600.pdf>

USECHE VALENZUELA, Hernando. Automatización de una subestación a escala para el laboratorio de conversión de energía electromagnética de la Universidad Autónoma de Occidente. Trabajo de Grado Ingeniero Electricista. Santiago de Cali: Universidad Autónoma de Occidente. Facultad de Ingeniería, 2003. 338 p.

SIEMENS S.A. 3UF5 SIMOCODE-DP, System Motor Protection and Control Device [en línea]. Rep. Of Germany: 2005 [consultado 08 de mayo de 2011]. 320 p. Disponible en internet: https://www.swe.siemens.com/belux/porta/fr/offre/mcc/Documents/simocode-dp_handleiding_1403974.pdf